

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE - QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA: “ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO EN EL PRIMARIO
53C DE LA SUBESTACIÓN 53 DE LA EEQ”.**

AUTOR:

JOSÉ ARNULFO MALUA MALUA

DIRECTOR:

ING. VÍCTOR OREJUELA

QUITO, MARZO 2012

CERTIFICACIÓN

Certifico que el Sr: José Arnulfo Malua Malua, bajo mi dirección a concluido a entera satisfacción, cuyo tema de tesis es: “Estudio de la calidad del producto en el primario 53C de la subestación 53 de la EEQ”.

Por cumplir con los requisitos autorizo su presentación.

Ing. Víctor Orejuela Luna

DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN

Yo, José Arnulfo Malua Malua, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Quito, marzo del 2012

José Arnulfo Malua Malua

AGRADECIMIENTO

Agradezco sobre todas las cosas a Dios
por haberme dado la sabiduría necesaria
para aprender de todos quienes de alguna
manera me han ayudado para la culminación
de este trabajo aquí descrito.

El Autor

DEDICATORIA

Este trabajo dedico a mi madre,
a mi esposa y a mis hijos, ya que
ellos han sido mi apoyo y fortaleza
para que concluya en el camino que
me he trazado, llegando hasta la
culminación del mismo.

JOSÉ M.

ÍNDICE

DENUNCIA DE TESIS

1.-	TÍTULO DEL TEMA.....	xii
2.-	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	xii
3.-	JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....	xii
4.-	ALCANCES.....	xiii
5.-	OBJETIVOS.....	xiv
	5.1 Generales.	
	5.2 Específicos.	
6.-	HIPÓTESIS.....	xv
7.-	MARCO TEÓRICO.....	xv
8.-	MARCO METODOLÓGICO.....	xv
9.-	PRESUPUESTO	xvi
10.-	CRONOGRAMA.....	xvi
	RESUMEN.....	xvii

CAPITULO I

	EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ.....	1
1.1	La Empresa Eléctrica Quito Sociedad Anónima (EEQ).....	1
1.1.1	Área de Concesión.....	2
1.1.2	Datos Relevantes de la EEQ.....	3
1.2	Infraestructura.....	5
1.2.1	Características del Sistema de Distribución.....	5
1.2.2	El sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito.....	6

1.2.3 SUBESTACIÓN No 53 PÉREZ GUERRERO.....	10
1.3 Clientes.....	11

CAPITULO II

CALIDAD DEL PRODUCTO.....	14
----------------------------------	-----------

2 Conceptos Básicos.....	14
2.1 Parámetros que Definen Calidad del Producto.....	15
2.2 Nivel de voltaje.....	15
2.2.1. Compensación serie.....	17
2.2.2. Compensación paralelo.....	19
2.3 Armónicos.....	23
2.3.1 Factor de cresta y distorsión armónica total (THD).....	25
2.3.2 Principales Fuentes de Armónicos.....	27
2.3.3 Principales Disturbios originados por los Armónicos.....	28
2.3.3.1 Resonancia.....	29
2.3.3.2 Pérdidas en accesorios.....	32
2.3.3.2.1 Pérdidas en los conductores.....	32
2.3.3.2.2 Pérdidas en las máquinas asíncrona.....	33
2.3.3.2.3 Pérdidas en los transformadores de potencia.....	34
2.3.3.2.4 Pérdidas en los condensadores.....	35
2.3.3.2.5 Pérdidas en los interruptores.....	35
2.3.3.3 Sobrecarga de equipos	35
2.3.3.3.1 Generadores	36
2.3.3.3.2 Sistemas de Alimentación Ininterrumpidos (SAIs).....	36
2.3.3.3.3 Transformadores.....	37
2.3.3.4 Perturbaciones en cargas sensitivas.....	38
2.3.3.4.1 Efectos de la distorsión del voltaje de alimentación.....	38
2.3.3.4.2 Perturbaciones en sistemas de transmisión de datos y comunicaciones.....	38
2.3.3.4.3 Mal funcionamiento en equipos electrónicos de protección y medición.....	39

2.3.3.4.4	Sobrecalentamiento en el neutro del sistema por la circulación de terceros armónicos y sus múltiplos.....	39
2.3.3.4.5	Deterioro del aislamiento de los equipos del sistema.....	40
2.3.3.5	Impacto económico.....	40
2.3.3.5.1	Pérdidas energéticas.....	40
2.3.3.5.2	Costos adicionales ocasionados al usuario y a la empresa distribuidora.....	40
2.3.3.5.3	Sobredimensionamiento de los equipos.....	41
2.3.3.5.4	Desconexiones indeseadas y paradas en la instalación....	42
2.3.4	Atenuación de Armónicos.....	42
2.3.4.1	Adaptación de la instalación.....	42
2.3.4.1.1	Ubicar las cargas perturbadoras aguas arriba de la red.....	42
2.3.4.1.2	Reagrupar las cargas perturbadoras.....	43
2.3.4.1.3	Separar las fuentes.....	44
2.3.4.1.4	Utilización de transformadores en conexiones particulares	44
2.3.4.1.5	Inductancia antiarmónica.....	45
2.3.4.1.6	Atenuar la Interferencia electromagnética.....	45
2.3.4.2	Filtros.....	45
2.3.4.2.1	Filtro Pasivo.....	46
2.3.4.2.2	Filtro Activo.....	46
2.3.4.2.3	Filtro híbrido.....	48
2.4	Flicker (Parpadeo)	49
2.4.1	Índice de Calidad.....	51
2.4.2	Perturbadores.....	51
2.4.3	Efectos del flicker.....	52
2.5	Factor de Potencia.....	52
2.5.1	Tipos de potencia	55
2.5.2	El triángulo de potencias.....	56
2.5.3	Índice de Calidad.....	56
2.5.4	Causas para un bajo Factor de Potencia.....	57
2.5.5	Efectos por un Bajo Factor de potencia.....	57
2.5.6	Beneficios por corregir el factor de potencia.....	58

2.5.7	Compensación del factor de potencia.....	58
2.5.8	Métodos de compensación.....	59
2.5.8.1	Compensación individual.....	60
2.5.8.2	Compensación en grupo.....	61
2.5.8.3	Compensación central.....	62

CAPITULO III

LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN EN LA MUESTRA.....64

3.1	Conceptos Básicos.....	64
3.2	Distribución del espacio muestral y levantamiento de mediciones.....	64
3.2.1	Metodología del muestreo.....	65
3.2.1.1	Método de Muestreo Aleatorio simple.....	67
3.2.1.2	Método de Muestreo Aleatorio Estratificado.....	67
3.2.1.3	Método de Muestreo con y sin remplazamiento.....	68
3.2.1.4	Método de Muestreo Sistemático.....	69
3.2.2	Clasificación de los Estratos de Interés dentro del área de Concesión de la EEQ	69
3.2.3	Selección de la muestra.....	72
3.2.4	Elección de los Transformadores de distribución.....	73
3.2.4.1	Cálculos de las muestras.....	73
3.2.4.2	Metodología para las visitas de campo a los transformadores de distribución.....	75
3.2.4.3	Metodología para la obtención de información de las bases de datos de la E.E.Q.....	75
3.3	Características Principales de los Equipos de medición.....	76
3.3.1	Registradores trifásicos de calidad eléctrica Serie 1740 FLUKE Memobox.....	76
3.3.2	Características Principales del Equipo de medición AEMC 3945-B	78

CAPITULO IV

ANÁLISIS TECNICO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO.....	80
4.1 Transformador # 100111.....	80
4.2 Transformador # 113940.....	89
4.3 Transformador # 26903.....	98
4.4 Transformador # 1724.....	108
4.5 Transformador # 2714.....	114

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO.....	119
1.1. Introducción.....	119
1.2. Propuesta técnica económica para mejorar la calidad del producto en el primario 53C.....	119
1.2.1. Datos medidos en los transformadores.....	120
1.3. Cálculos del transformador # 100111	121
1.3.1. Ahorro económico anual	122
1.3.2. Inversión para corregir el factor de potencia	123
1.3.2.1. Cálculo del valor presente de inversión	125
1.3.2.2. Cálculo del valor presente de la penalización que se evitará	128
1.3.2.3. Cálculo del valor presente neto.....	128
1.3.2.4. Cálculo del retorno de inversión (RI)	128
1.3.2.5. Cálculo de beneficio costo (B/C).....	129
1.3.3. Inversión para corregir el tercer armónico.....	130
1.3.3.1. Cálculo del retorno de inversión (RI).....	131
1.3.4. Análisis de sensibilidad	132
1.4. Cálculos en el transformador # 1724.....	134
1.4.1. Inversión para corregir el factor de potencia	133
1.4.1.1. Cálculo del valor presente de inversión	137

1.4.1.2.	Cálculo del valor presente de la penalización que se evitará	138
1.4.1.3.	Cálculo del valor presente neto.....	138
1.4.1.4.	Cálculo del retorno de inversión (RI)	138
1.4.1.5.	Cálculo de beneficio costo (B/C).....	139
1.4.2.	Análisis de sensibilidad	140
1.5.	Cálculos del transformador # 26903... ..	142
1.5.1.	Inversión para corregir el factor de potencia	143
1.5.1.1.	Cálculo del valor presente de inversión	145
1.5.1.2.	Cálculo del valor presente de la penalización que se evitará	146
1.5.1.3.	Cálculo del valor presente neto.....	147
1.5.1.4.	Cálculo del retorno de inversión (RI)	147
1.5.1.5.	Cálculo de beneficio costo (B/C).....	148
1.5.2.	Análisis de sensibilidad	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.	Área de servicio Empresa Eléctrica Quito.....	2
Figura 1.2.	Organigrama de la EEQ.....	4
Figura 1.3.	Líneas de transmisión de la Empresa Eléctrica Quito.....	9
Figura 2.1.	Compensación serie con condensador controlado por tiristores.....	19
Figura 2.2.	Compensador sincrónico.....	20
Figura 2.3.	b1) <i>Thyristor Switch Capacitor</i> , b2) <i>Thyristor Controlled Reactor</i>	21
Figura 2.4.	Características (V, Q) de un SVS.....	21
Figura 2.5.	Compensador StatCom.....	21
Figura 2.6.	Distorsión armónica de corriente y voltaje.....	24
Figura 2.7.	Circuito de Resonancia Paralelo.....	29
Figura 2.8.	(a). Circuito equivalente, (b) Resonancia de Z_{eq} vs ω , (c) Resultado de la forma de onda de voltaje.....	30
Figura 2.9.	Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.....	32
Figura 2.10.	Ubicación de las cargas no lineales lo más aguas arriba de la red.....	43

Figura 2.11. Reagrupación de cargas no lineales.....	43
Figura 2.12. Alimentar las cargas por separado.....	44
Figura 2.13. Principio de Utilización de un Filtro Pasivo.....	46
Figura 2.14. Principio de Utilización de un Filtro Activo.....	47
Figura 2.15. Principio de Utilización de un Filtro Híbrido.....	49
Figura 2.16. Curvas de flicker o parpadeo.....	50
Figura 2.17. Central eléctrica que suministra a una carga eléctrica del cliente.....	53
Figura 2.18. Triángulo de Potencias.....	56
Figura 2.19. Factor de Potencia vs Angulo.....	57
Figura 2.20. Compensación del Factor de Potencia.....	59
Figura 2.21. Compensación Individual del Factor de Potencia.....	60
Figura 2.22. Compensación en Grupo del Factor de Potencia.....	61
Figura 2.23. Compensación Central del Factor de Potencia.....	63
Figura 3.1.- Equipo de medición FLUKE 1744.....	76
Figura 3.2.- Equipo de medición AEMC 3945.....	78
Figura. 4.1. Ubicación geográfica del transformador.....	80
Figura. 4.2. Curvas del voltaje de fase.....	81
Figura. 4.3. Curvas de voltaje 19 de enero.....	81
Figura. 4.4. Curvas de voltaje 20 de enero.....	82
Figura. 4.5. Curvas de flicker.....	82
Figura. 4.6. Curvas del factor de potencia.....	83
Figura. 4.7. Curvas del armónico 2 de voltaje.....	85
Figura. 4.8. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	86
Figura. 4.9. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	87
Figura. 4.10. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	87
Figura. 4.11. Curvas de la distorsión armónica total.....	88
Figura. 4.12. Curvas del armónico 3 de voltaje en transformador # 113940.....	89
Figura. 4.13. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	90
Figura. 4.14. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	90
Figura. 4.15. Curvas del armónico 9 de voltaje.....	91
Figura. 4.16. Curvas del armónico 11 de voltaje.....	91
Figura. 4.17. Curvas del armónico 13 de voltaje.....	92
Figura. 4.18. Ubicación geográfica del medidor # 154325.....	92
Figura. 4.19. Curvas del voltaje de fase.....	93

Figura. 4.20. Curvas del factor de potencia.....	93
Figura. 4.21. Curvas del factor de potencia días 14-15 enero.....	94
Figura. 4.22. Curvas del flicker.....	95
Figura. 4.23. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	95
Figura. 4.24. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	96
Figura. 4.25. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	96
Figura. 4.26. Curvas de distorsión armónica total.....	97
Figura. 4.27. Curvas del voltaje de fase en el transformador # 26903.....	98
Figura. 4.28. Curvas del factor de potencia.....	99
Figura. 4.29. Curvas de flicker.....	101
Figura. 4.30. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	101
Figura. 4.31. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	102
Figura. 4.32. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	102
Figura. 4.33. Curvas del armónico 9 de voltaje.....	103
Figura 4.34. Curvas de la distorsión armónica total.....	103
Figura. 4.35. Ubicación geográfica del medidor # 66714.....	104
Figura. 4.36. Curvas del voltaje de fase.....	104
Figura. 4.37. Curvas del factor de potencia.....	105
Figura. 4.38. Curvas de flicker.....	105
Figura. 4.39. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	106
Figura. 4.40. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	106
Figura. 4.41. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	107
Figura. 4.42. Curvas del armónico 9 de voltaje.....	107
Figura. 4.43. Ubicación geográfica del transformador # 1724.....	108
Figura. 4.44. Curvas del voltaje de fase.....	109
Figura. 4.45. Curvas de flicker.....	109
Figura. 4.46. Curvas del factor de potencia.....	110
Figura. 4.47. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	112
Figura. 4.48. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	112
Figura. 4.49. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	113
Figura. 4.50. Curvas de la distorsión armónica total.....	113
Figura. 4.51. Ubicación geográfica del transformador # 2714.....	114
Figura. 4.52. Curvas del voltaje de línea.....	114
Figura. 4.53. Curvas del voltaje de fase.....	115

Figura. 4.54. Curvas de flicker.....	115
Figura. 4.55. Curvas del armónico 3 de voltaje.....	116
Figura. 4.56. Curvas del armónico 5 de voltaje.....	117
Figura. 4.57. Curvas del armónico 7 de voltaje.....	117
Figura. 4.58. Curvas de la distorsión armónica total.....	118
Figura. 5.1. Potencia activa medida en siete días seguidos en el transformador # 100111.....	122
Figura. 5.2. Flujo de caja	126
Figura. 5.3. Potencia activa medida en siete días seguidos en el transformador # 1724.....	134
Figura. 5.4. Flujo de caja	137
Figura. 5.5. Potencia activa medida en siete días seguidos en el transformador # 26903.....	142
Figura. 5.6. Flujo de caja	146

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla1.1. Accionistas de la Empresa Eléctrica Quito.....	1
Tabla 1.2. Clientes por sectores de la EEQ.....	3
Tabla 1.3. Consumo del primario 53C a noviembre 2011.....	4
Tabla 1.4. (1/2) Subestaciones de la EEQ a diciembre 2009.....	7
Tabla 1.4. (2/2) Subestaciones de la EEQ a diciembre 2009.....	8
Tabla 1.5 Características del Transformador de Potencia de la S/E Pérez Guerrero.10	
Tabla 1.6 Primarios de la S/E No. 53 de la EEQ.....	10
Tabla 2.1. Variaciones de voltaje admitidas por el CONELEC.....	17
Tabla 2.2. Índices de número de armónicos admitidas por el CONELEC.....	25
Tabla 3.1. Transformadores aéreos según estructura de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C.....	70
Tabla 3.2. (1/2) Cámaras de Transformación de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C.....	71
Tabla 3.2. (2/2) Cámaras de Transformación de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C.....	72
Tabla 4.1. Datos del transformador # 100111de potencia y factor de potencia.....	84
Tabla 4.2. Datos del transformador # 26903 de potencia y factor de potencia.....	99

Tala 4.3. Datos del transformador 1724 de potencia y factor de potencia.....	110
Tabla 5.1. Datos medidos con los analizadores de potencia.....	120
Tabla 5.2. Facturación por energía activa medida en cada uno de los transformadores.....	121
Tabla 5.3. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia del transformador # 100111	123
Tabla 5.4 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia.....	124
Tabla 5.5 Costo de Operación y mantenimiento	125
Tabla 5.6 Costo de retiro del Equipo.....	125
Tabla 5.7 Costo de reposición de una unidad	125
Tabla 5.8 Resumen del valor presente de los costos	127
Tabla 5.9 Resumen de los valores calculados	130
Tabla 5.10 Dólares en Inversión para corregir el tercer armónicos	131
Tabla 5.11 Valores presentes con los diferentes tipos de interés.....	132
Tabla 5.12 Análisis de sensibilidad al variar los costos.....	133
Tabla 5.13. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia del transformador # 1724	135
Tabla 5.14 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia.....	135
Tabla 5.15 Costo de Operación y mantenimiento	136
Tabla 5.16 Costo de retiro del Equipo.....	136
Tabla 5.17 Costo de reposición de una unidad	136
Tabla 5.18 Resumen del valor presente de los costos	137
Tabla 5.19 Resumen de los valores calculados	140
Tabla 5.20 Valores presentes con los diferentes tipos de interés.....	140
Tabla 5.21 Análisis de sensibilidad al variar los costos.....	141
Tabla 5.22. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia del transformador # 26903.....	143
Tabla 5.23 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia.....	144
Tabla 5.24 Costo de Operación y mantenimiento	145
Tabla 5.25 Costo de retiro del Equipo.....	145
Tabla 5.26 Costo de reposición de una unidad	145
Tabla 5.27 Resumen del valor presente de los costos	146
Tabla 5.28 Resumen de los valores calculados	149
Tabla 5.29 Valores presentes con los diferentes tipos de interés.....	149

Tabla 5.30 Análisis de sensibilidad al variar los costos.....	150
--	-----

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Diagrama unifilar de la EEQ.....	154
Anexo 2. Diagrama unifilar de la subestación N° 53 de la EEQ.....	155
Anexo 3. Regulación del CONELEC.....	156
Anexo 4. Cotización de materiales.....	181
Anexo 5. Salarios mínimos sectoriales.....	192
Anexo 6. Resumen de los datos de transformadores analizados.....	194
Anexo 7. Diagramas de conexión del banco de condensadores.....	197
 CONCLUSIONES	 151
 RECOMENDACIONES	 152
 BIBLIOGRAFIA	 200

DENUNCIA DE TESIS

1.- TÍTULO DEL TEMA.

“Estudio de la Calidad del Producto en el Primario 53C de la Sub Estación 53 de la EEQ”.

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El sector de la Universidad Central del Ecuador, comprendido entre las calles Av. América y Ramírez Dávalos en la ciudad de Quito, está servido por el primario N° 53C, donde por la actividad económica ha aumentando notablemente la demanda, por lo que es necesario realizar el estudio de la calidad del producto que se entrega en este sector por parte de la EEQ, en razón de que los diversos clientes señalan que se ven afectados continuamente y suponen que el servicio eléctrico, por la baja calidad del producto, es el causante de que sus equipos y máquinas sufran averías o no puedan ser utilizados.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

Con este proyecto se pretende realizar el estudio de la calidad del producto, sobre la base de los parámetros que definen la calidad del mismo: voltaje, armónicos, flickers y factor de potencia, para verificar si el producto cumple con las regulaciones establecidas en nuestro medio por el CONELEC, que es el órgano regulador del sector eléctrico; y, de esta manera determinar si el producto es el causante de las afectaciones planteadas por los usuarios; y, de ser este el caso, establecer las

opciones técnico – económicas de superarlas y recomendar las posibles soluciones.

4.- ALCANCES.

Determinar la calidad del producto, basados en los parámetros que lo definen y son nivel de voltaje, armónicos, flickers y factor de potencia para verificar si el producto cumple con las regulaciones emitidas por el CONELEC, órgano regulador de la energía eléctrica en nuestro país.

Realizar el levantamiento de información de la calidad del producto que entrega la EEQ, en la red de distribución en baja tensión del primario 53C, de la Subestación 53, para lo cual se tomará aleatoriamente una muestra representativa mediante el uso de la estadística.

Realizar el levantamiento de la carga instalada en la muestra seleccionada.

Monitorear la calidad del producto en los transformadores de la red de distribución vinculados con la muestra mediante analizadores industriales.

Analizar los resultados para determinar el cumplimiento de las regulaciones del CONELEC.

Realizar los estudios técnicos para establecer alternativas que permitan superar los incumplimientos y conseguir la mejora de la calidad del producto.

Concluir si el producto es el causante de los problemas en este sector; plantear las posibles soluciones; evaluar técnica y económicamente; y, recomendar aquellas que sean las más apropiadas.

5.- OBJETIVOS.

5.1 Generales.

Realizar el estudio de la calidad del producto en la muestra seleccionada en el primario 53C de la Subestación 53 y recomendar a la EEQ, las alternativas técnico – económicas que permitan cumplir con los índices establecidos por el CONELEC.

5.2 Específicos.

Determinar en base a mediciones el nivel de voltaje, armónicos, flickers, factor de potencia en la red de distribución en baja tensión del transformador vinculado a la muestra y la calidad del producto que llega a la muestra y comparar con las regulaciones establecidas por el CONELEC.

Realizar el levantamiento de carga en la muestra seleccionada y de los parámetros de la calidad del producto: voltaje, armónicos, flickers, factor de potencia.

Evaluar los resultados de las mediciones para verificar si la calidad del producto cumple con las regulaciones del CONELEC.

Realizar el estudio técnico de los métodos para mejorar la calidad del producto.

Realizar el estudio económico de alternativas técnicamente sustentadas.

Establecer conclusiones y recomendaciones.

6.- HIPÓTESIS.

La calidad del producto que entrega la EEQ, a sus usuarios, en el primario 53C de la Subestación 53, está fuera de los límites establecidos en la regulación de calidad del servicio eléctrico de distribución del CONELEC, ésta es la causa para que los equipos y máquinas de los usuarios sufran averías o no puedan ser utilizados.

7.- MARCO TEÓRICO.

8.- MARCO METODOLÓGICO.

Para el presente trabajo se utilizará:

Selección de la muestra.

La muestra se seleccionará a partir de la Estadística Descriptiva, se basa en la recolección, descripción, visualización y resumen de datos.

Levantamiento de información de campo.

Mediante el método analítico, mediante mediciones de campo y realizando análisis de las mismas. Para recomendar las soluciones técnicas.

Método Deductivo

Para lo cual se utilizara fuentes bibliográficas, regulaciones dadas por el CONELEC, páginas electrónicas del Internet, libros de economía y finanzas.

9.- PRESUPUESTO

PRESUPUESTO PARA LA REALIZACION DEL PROYECTO				
Item	Descripción	Cantidad	Valor Unit.	Valor Total
1	Alquiler del analizador industrial (diario)	21	100	2100
2	Copias	500	0,05	25
3	Alquiler del Internet (horas)	100	0,8	80
4	Movilización	90	1,5	135
5	Empastados	3	15	45
6	Impresiones del proyecto (4 correcciones)	600	0,2	120
7	Programa del analizador industrial	1	350	350
8	Imprevistos	1	645	645
9				0
			TOTAL	3500

10.- CRONOGRAMA.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO DE TESIS									
CAPÍTULOS	MES I	MES II	MES III	MES IV	MES V	MES VI	MES VII	MES VIII	MES IX
CAPITULO I	****	***							
CAPITULO II	****	****	***						
CAPITULO III			***	****	****				
CAPITULO IV				**	****	****	****		
CAPITULO V						****	****	****	
CAPITULO VI								****	****
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES									****
NOTA:	CADA MES EL DIRECTOR DE TESIS EMITIRÁ UN INFORME Y COMPLETARÁN EN CONJUNTO CON LOS EGRESADOS COMO MÍNIMO 20 HORAS POR SEMESTRE								

RESUMEN

“ESTUDIO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO EN EL PRIMARIO 53C DE LA SUBESTACION 53 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO”

Se presentan las principales características técnicas del sistema de la Empresa Eléctrica Quito, tales como: su área de concesión, datos relevantes de la empresa, infraestructura, las centrales de generación, las subestaciones de distribución, las líneas de transmisión y de subtransmisión, los tipos de redes de distribución, la clasificación de los clientes, las características de la subestación No. 53, los primarios existentes y el primario 53C objeto del presente estudio.

Se presentan los resultados de la selección de la muestra, para determinar el número de los transformadores del primario 53C, en los cuales se realizaron las mediciones, empleando el analizador industrial; también se presentan los resultados del levantamiento de la carga instalada en la muestra seleccionada y los resultados del monitoreo de la calidad del producto en los transformadores de la red de distribución establecidos en la muestra.

Adicionalmente se presentan las comparaciones de los resultados de las mediciones con los parámetros de la regulación del CONELEC-004/01, relacionados con la calidad del producto: nivel de voltaje, factor de potencia y las perturbaciones de voltaje, para determinar si la muestra cumple con los parámetros de calidad establecidos por el ente regulador.

Se incluyen los estudios técnicos y sus resultados que sustentan la selección del equipamiento necesario para superar los incumplimientos de los parámetros de la calidad del producto; se incluyen los detalles y características técnicas de ese equipamiento; y, los resultados de las evaluaciones económicas que permiten identificar la factibilidad de la implantación del equipamiento seleccionado.

Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ

En este capítulo se describen aspectos generales de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), su área de concesión, datos relevantes de la empresa, infraestructura, las centrales de generación, las subestaciones de distribución, líneas de transmisión, subtransmisión y los tipos de redes de distribución, las características de la subestación No. 53, los primarios existentes y el primario 53C objeto del presente estudio y la clasificación de los clientes.

1.1 La Empresa Eléctrica Quito (EEQ)¹

El 6 de octubre de 1937, el Concejo Municipal dictó la Ordenanza No. 479, creando la Empresa Municipal como Empresa Técnica Comercial, dependiente del Concejo. El 21 de noviembre del mismo año se inaugura el servicio de la planta eléctrica municipal ubicada junto a la población de Guangopolo y el 5 de noviembre de 1946 el I. Municipio compró "La Eléctrica Quito" con todas sus instalaciones y equipos. En este entonces contaba con 15.790 abonados y una demanda máxima de 7.840 kW. La Empresa Eléctrica Quito, fue fundada en 1955, el capital accionario de la Empresa Eléctrica Quito al 01 de septiembre de 2010, ascendió a 148 123 625,00 USD, con algunos accionista como se presenta en la tabla 1.1.

Listado de Accionistas al 2010-09-01 en dólares (valor por acción: US\$ 1,00)				
ACCIONISTAS	Capital en dólares	Acciones Ordinarias	Acciones Preferidas	Subtotal
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	84.188.897	84.188.897		84.188.897
I. Municipio del Distrito Metropolitano de Quito	46.372.137	46.372.137	1.727.910	48.100.047
Industriales y Comerciantes	2.100.373	1.476.455		1.476.455
Consejo Provincial de Pichincha	14.166.179	14.166.179		14.166.179
Consejo Provincial del Napo	192.047	192.047		192.047
Total	147.019.633	146.395.715	1.727.910	148.123.625

Fuente: EEQ, Ref. Aprobado 2010-09-01

Tabla 1.1. Accionistas de la Empresa Eléctrica Quito.

¹ <http://www.eeq.com.ec/DireccionDistribucion/AcercaDe/index.php>

Rumiñahui: Sangolquí, Cotogchoa, Rumipamba.

Cayambe: Ascázubi, Otón, Santa Rosa de Cuzubamba.

San Miguel de los Bancos: San Miguel de los Bancos, Mindo.

Puerto Quito: Puerto Quito.

Pedro Vicente Maldonado: Pedro Vicente Maldonado.

Provincia del Napo:

Quijos: Baeza, Cuyuga, Cosanga, Papallacta.

Chaco: El Chaco, Bombón, Linares.

Provincia de Imbabura: García Moreno.

Provincia de Cotopaxi: Clirsen.

1.1.2 Datos Relevantes de la EEQ

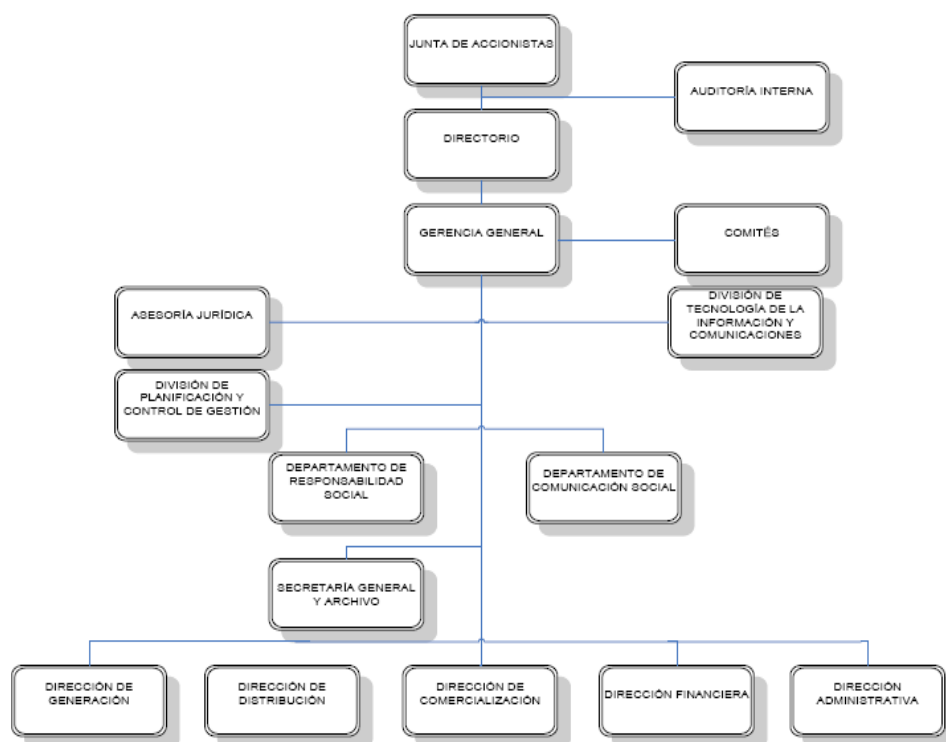
En la tabla 1.2 se muestra el historial del crecimiento de los clientes de la EEQ desde el año 2001 hasta diciembre del 2010.

CLIENTES DE LA EEQ DESDE EL AÑO 2001 -2011					
AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL
2001	460979	60926	9396	5333	536634
2002	479310	64523	10030	5541	559404
2003	496706	68181	10567	5940	581394
2004	519046	72364	10996	6354	608760
2005	545569	77230	11498	6839	641136
2006	575286	82184	12015	7271	676756
2007	602708	86607	12406	7728	709449
2008	627310	97426	11228	6592	742556
2009	637310	100826	18337	5592	762065
2010	659876	105537	13670	5321	784404
2011	678543	135683	19939	6234	840399

Fuente: Datos del SIDECOM EEQ y Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2010

Tabla 1.2. Clientes por sectores de la EEQ.

La EEQ está estructurada por niveles jerárquicos como se muestra en la figura 1.2.



Fuente: EEQ aprobado por el directorio con resolución 2007-063 del 19 de septiembre de 2007.

Figura 1.2. Organigrama de la EEQ.

A noviembre del año 2011, el consumo de los clientes de la EEQ en el primario 53C de la subestación Pérez Guerrero se distribuye entre los diferentes sectores que lo forman llegando a un consumo de 14849148,0 kWh/mes, como se detalla en la Tabla 1.3.

CONSUMO DEL PRIMARIO 53C EN kWh/MES, AÑO 2011					
MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	SUBTOTAL
enero	313 638	652 659	23 448	411 106	1400851,0
febrero	288 391	634 194	25 376	402 249	1350210,0
marzo	307 730	669 730	25 979	459 367	1462806,0
abril	308 089	677 981	25 884	416 109	1428063,0
mayo	308 674	662 245	26 385	379 863	1377167,0
junio	300 250	665 710	26 737	349 020	1341717,0
julio	283 275	694 385	26 002	339 726	1343388,0
agosto	273 511	663 475	24 059	366 899	1327944,0
septiembre	271 715	665 705	23 864	386 204	1347488,0
octubre	289 068	688 964	25 003	392 915	1395950,0
noviembre	273 027	598 656	22 734	179 147	1073564,0
TOTAL	3217368,0	7273704,0	275471,0	4082605,0	14849148,0

Fuente: Datos del SIDECOM de la EEQ

Tabla 1.3. Consumo del primario 53C a noviembre 2011

El servicio eléctrico de la ciudad de Quito muestra las características que se enumeran a continuación³:

- Los principales clientes industriales se ubican el sur y al norte de la ciudad así como también en los valles aledaños y están constituidos por pequeñas y medianas industrias en su mayoría.
- Los clientes residenciales que tienen consumos medios y altos se localizan en términos generales en el norte, centro norte de la ciudad y en los valles cercanos, mientras que los clientes de consumo medio – bajos y bajos están ubicados en el sur de la ciudad y barrios asentados en las laderas de las montañas.

1.2 Infraestructura

En la infraestructura se revisaran algunas características de las instalaciones existentes en las redes de la Empresa Eléctrica Quito.

1.2.1 Características del Sistema de Distribución⁴

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que los diferencian de las de transmisión entre estas se distinguen:

- Topologías mayormente radiales;
- Múltiples conexiones (trifásicas, bifásicas, monofásicas);
- Cargas de distinta naturaleza;

Los sistemas de distribución en un alto porcentaje son típicamente radiales, esto es, el flujo de potencia nace solo de un nodo, este nodo principal es la subestación que alimenta el resto de la red. En la subestación se reduce el voltaje del nivel de alta tensión (A.T.), al nivel de media tensión (M.T.). Comúnmente se utiliza para el control de tensión en el lado de M.T. un transformador con cambiador de derivaciones. El cambiador automático de derivaciones en el transformador de

³ TACO, Víctor, *Análisis de los Primarios de Distribución de las Subestaciones: No. 02, No. 10, No. 12, No.32 y No. 53 Pertenecientes a la EEQ Para reducir Pérdidas*, Tesis U.P.S.EC, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Noviembre de 2006

⁴ TACO, Víctor, Op. Cit. p. 16

potencia A.T. /M.T. de sistemas de distribución permite efectuar el cambio de derivaciones con carga conectada (*Load Tap Changer, LTC*). Dependiendo del fabricante el LTC se encuentra en el lado de A.T. o en el lado de M.T. del transformador de potencia.

La distribución se hace en el nivel M.T. o en baja tensión (B.T.). Los clientes residenciales y comerciales se alimentan en B.T., los clientes industriales en cambio se alimentan en M.T. o en B.T., según los requerimientos de cada uno de ellos.

En estos sistemas de distribución se pueden encontrar varios tipos de conexiones siendo las siguientes: trifásicas, bifásicas o monofásicas. Si bien es cierto que en M.T. la gran mayoría son redes trifásicas, se puede también encontrar cargas bifásicas, especialmente en zonas rurales. Pero es en B.T. en donde se encuentra los más variados tipos de conexiones, por la gran mayoría de cargas residenciales de naturaleza monofásica.

Otro aspecto particular en las redes de distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza; en efecto los tipos de carga que comúnmente se encuentran son: residenciales, comerciales, industriales; cada uno de estos tipos se caracteriza por poseer un factor de potencia típico y un determinado comportamiento frente a las variaciones de voltaje y temperatura.

1.2.2 El sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito⁵

Los diferentes componentes del sistema de potencia operado por la EEQ se puede observar en forma clara en el diagrama unifilar de la EEQ. (Anexo 1)

a) Centrales de Generación: Lo constituyen las centrales de generación hidráulica, térmica y las subestaciones de recepción de la energía que proviene del Sistema Nacional Interconectado y son:

- Central Hidroeléctrica Cumbayá de 40 MW.
- Central Hidroeléctrica Nayón de 30 MW.
- Central Hidroeléctrica Guangopolo de 20,92 MW.
- Central Hidroeléctrica Pasochoa de 5 MW.

⁵ TACO, Víctor, Op. Cit. p. 16-18

- Central Hidroeléctrica Los Chillos 1,8 MW.
- Central Térmica Gualberto Hernández de 34,2 MW.
- Central Térmica Luluncoto de 9 MW.

b) Subestación de distribución:

Es aquella que tiene la función de transformar el nivel de voltaje de 138 kV o 46 kV a un nivel de voltaje reducido, 23 kV, 13.8 kV y 6.3 kV para ser transmitido dentro del área de carga con las líneas más livianas y adecuadas de ser instaladas en zonas pobladas urbanas y rurales. En el sistema de la EEQ las subestaciones de distribución de 46/23 kV son: Tumbaco, San Rafael, Santa Rosa, Epiclachima, Cristianía, Rio Coca, Machachi y Cotocollao.

Las subestaciones de 46/6,3 kV son Olímpico, Luluncoto, Barrio Nuevo Chimbacalle, Escuela Sucre, San Roque, La Marín, Miraflores, San Pablo, Belisario Quevedo, La Floresta, Granda Centeno, El Bosque, Rio Coca, Andalucía, Carolina. La subestación de 46/13,8 kV es la de los Bancos. La subestación de 138/13,8 kV es la Gualberto Hernández.

ITEM	Nombre de la Subestación	VOLTAJE (kV)		Localización geográfica		Potencia
		1	2	Ubicación	Cantón	Aceite y Aire (MVA)
1	S/E OLIMPICO	46	6,3	EL BATAN	QUITO	20
2	S/E LULUNCOTO	46	6,3	CHIMBACALLE	QUITO	12,5
3	S/E BARRIO NUEVO (T1)	46	23	PIO XII	QUITO	15
4	S/E BARRIO NUEVO (T2)	46	6,3	SOLANDA	QUITO	15
5	S/E CHIMBACALLE	46	6,3	CHIMBACALLE	QUITO	12
6	S/E ESCUELA SUCRE	46	6,3	SAN BLAS	QUITO	5
7	S/E SAN ROQUE	46	6,3	SAN ROQUE	QUITO	15
8	S/E LA MARIN	46	6,3	SAN BLAS	QUITO	8
9	S/E MIRAFLORES	46	6,3	MIRAFLORES	QUITO	8
10	S/E No. 10 VIEJA	46	6,3	SAN BLAS	QUITO	8
11	S/E BELISARIO QUEVEDO	46	6,3	SANTA PRISCA	QUITO	15
12	S/E LA FLORESTA	46	6,3	LA FLORESTA	QUITO	8

Fuente: CONELEC Cuadro 4-173 Subestaciones de la EEQ

Tabla 1.4. (1/2) Subestaciones de la EEQ a diciembre 2009

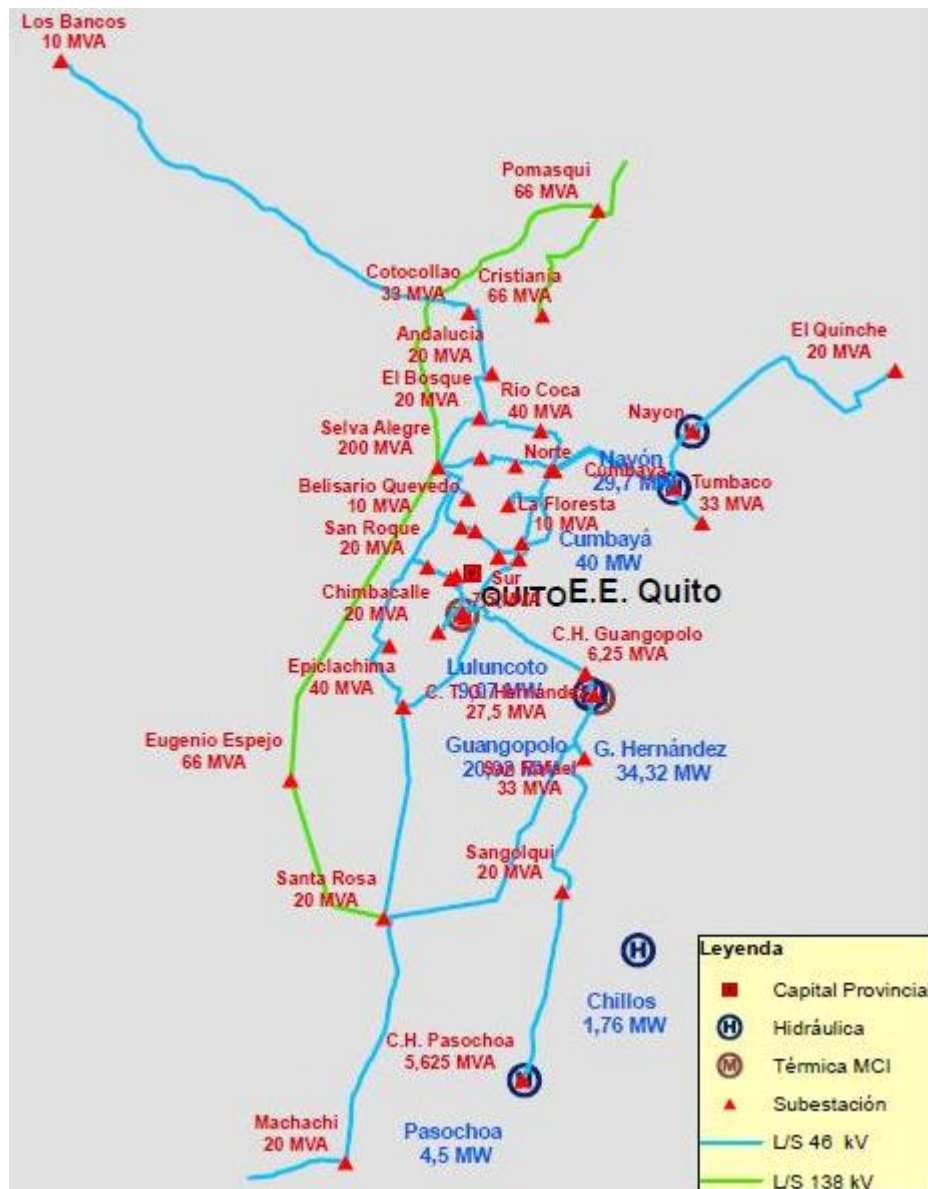
ITEM	Nombre de la Subestación	VOLTAJE (kV)		Localización geográfica		Potencia
		1	2	Ubicación	Cantón	Aceite y Aire (MVA)
13	S/E GRANDA CENTENO	46	6,3	GRANDA CENTENO	QUITO	15
14	S/E EL BOSQUE	46	6,3	EL BOSQUE	QUITO	15
15	S/E RIO COCA	46	6,3	EL BATAN	QUITO	30
16	S/E ANDALUCIA	46	6,3	LA CONCEPCION	QUITO	15
17	S/E CRISTIANA	138	23	EL INCA	QUITO	40
18	S/E COTOCOLLAO	46	23	COTOCOLLAO	QUITO	95
19	S/E EPICLACHIMA	46	23	ELOY ALFARO	QUITO	30
20	S/E CAROLINA	46	6,3	EL BATAN	QUITO	15
21	S/E SAN RAFAEL	46	23	AMAGUANA	RUMIÑAHUI	20
22	S/E IÑAQUITO	46	6,3	EL BATAN	QUITO	15
23	S/E 10 NUEVA	46	6,3	SAN BLAS	QUITO	15
24	S/E MACHACHI	46	23	PINTAG	RUMIÑAHUI	15
25	S/E TUMBACO(T1)	46	23	TUMBACO	QUITO	15
26	S/E TUMBACO(T1)	46	23	TUMBACO	QUITO	20
27	S/E SANTA ROSA	46	23	LAS CUADRAS	QUITO	60
28	S/E LOS BANCOS	46	13,8	SAN MIGUEL-BANCOS	LOS BANCOS	8
29	S/E PEREZ GUERRERO	46	6,3	SANTA CLARA	QUITO	15
30	S/E SANGOLQUI	46	23	SANGOLQUI	RUMIÑAHUI	15
31	S/E POMASQUI	138	23	POMASQUI	QUITO	40
32	S/E EL QUINCHE	46	23	CHECA (TOLA BAJA)	QUITO	15
33	S/E EUGENIO ESPEJO	138	23	CHILLOGALLO	QUITO	40
34	S/E VICENTINA	138	46	VICENTINA	QUITO	8
35	S/E SELVA ALEGRE	138	46	LA PRIMAVERA	QUITO	120
36	S/E SEC. C. T. G. HERNANDEZ	138	13,8	CHIMBACALLE	QUITO	18,3
37	S/E CENTRAL LULUNCOTO	46	6,3	CONOCOTO	QUITO	9

Fuente: CONELEC Cuadro 4-173 Subestaciones de la EEQ

Tabla 1.4. (2/2) Subestaciones de la EEQ a diciembre 2009

- c) Líneas De Transmisión y Subtransmisión:** las líneas de transmisión son aquellas que llevan la energía a un voltaje mayor a 69 kV y las de subtransmisión las de 46 a 69 kV en el caso de la EEQ.

En la figura 1.3 se esquematiza la forma como están distribuidas las líneas.



Fuente: CONELEC, Áreas de concesión de las distribuidoras

Figura 1.3. Líneas de transmisión de la Empresa Eléctrica Quito.

d) Redes de Distribución: Se tienen los siguientes tipos:

- Redes Subterráneas.- Se encuentran ubicadas en áreas como el centro comercial de Quito así como también en sitios especiales debidos a la densidad de carga o aspectos urbanísticos.
- Redes Aéreas.- Están colocadas en estructuras de soporte, y con conductores de cable desnudo que se distribuyen en el resto de la zona urbana de Quito, en zonas periféricas y en el área rural

Las características más importantes de la subestación motivo del presente estudio de la calidad del producto es la siguiente:

1.2.3 SUBESTACIÓN No 53 PÉREZ GUERRERO⁶

La subestación No 53 está ubicada en la parroquia Santa Prisca, barrio Santa Clara en las calles Pérez Guerrero y Versalles en el distrito Metropolitano de Quito, tiene un transformador de potencia con las siguientes características:

Transformadores de Potencia S/E PEREZ GUERRERO							
S/E No	Marca	No. Serie	Año de Fabricación	MVA	Refrigeración	Relación kV	Conexión
53	Pauwels	942.4067	1991	15/20	OA/FA	46/6.3	Dy1

Fuente: EEQ, Datos de Subestaciones

Tabla 1.5 Características del Transformador de Potencia de la S/E Pérez Guerrero

Este transformador alimenta a 5 primarios: 53B, 53C, 53D, 53E y 53F a un voltaje de 6.3 kV, el diagrama unifilar se presenta en el (Anexo 2).

Subestación de Distribución	Alimentador	Voltaje kV	Sector	Fecha Instalación	Número de Transformadores Según Tipo de Estructura				
					MNT3	MNT4	SVT0	SVT1	SNT1
No. 53 Pérez Guerrero	B	6.3	Urbano		9	33			18
	C	6.3	Urbano	17-nov-95	5	23			50
	D	6.3	Urbano	17-nov-95	1	11			47
	E	6.3	Urbano	17-nov-95	2	30			44
	F	6.3	Urbano	17-nov-95	3	20			47
TOTAL					20	117			206

Fuente: Clasificación de los usuarios de la E.E.Q por estratos

Tabla 1.6 Primarios de la S/E No. 53 de la EEQ.

Donde:

MNT3: Transformador monofásico convencional en estructura RNA1, capacidad 10-37.5 kVA, 6300 – 240/120 V.

⁶ TACO, Víctor, Op. Cit. p. 20

MNT4: Transformador trifásico en plataforma, capacidad 45 (50)-125 kVA, 6300 – 210/121 V.

SNT1: Cámara de transformación, capacidad 100 – 315 kVA, 6300 – 210/121 V.

Existen otros tipos de estructuras para el montaje de transformadores, pero dado que por tratarse de pequeños grupos que no inciden en el estudio, se decidió no tomarlas en cuenta, es decir, se ha mencionado a las más importantes y que actualmente tienen gran demanda para la construcción dentro del área de concesión de la E.E.Q.⁷

1.3 Clientes⁸

La EEQ posee diversos clientes para los cuales se describen las características de cada uno de ellos de acuerdo a la normativa vigente del CONELEC.

Cliente Residencial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza el servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a los Consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Cliente Comercial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.

Cliente Industrial: Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial.

⁷ Tomado de: *Normas para Sistemas de Distribución, Parte B* – Guía de Diseño de la E.E.Q.

⁸ Artículo 17 de la *Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas*, Pliego Tarifario Vigente - Resolución 107/08 12 Ago 2008

Por las características de consumo se consideran tres categorías de tarifas: residencial, general y alumbrado público; y, por el nivel de tensión se clasifican en tres grupos: alta tensión, media tensión y baja tensión.

Categoría Residencial: Corresponde al servicio eléctrico destinado a clientes residenciales.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

Se consideran dentro de esta categoría, entre otros, los siguientes:

- Locales y establecimientos comerciales públicos o privados:
- Tiendas, almacenes, salas de cine o teatro, restaurantes, hoteles y afines;
- Plantas de radio, televisión y cualquier otro servicio de telecomunicaciones;
- Clínicas y hospitales privados;
- Instituciones educativas privadas;
- Organismos internacionales, embajadas, legaciones y consulados;
- Asociaciones civiles y entidades con o sin fines de lucro;
- Cámaras de comercio e industria tanto nacionales como extranjeras;
- Vallas publicitarias.
- Locales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas.
- Instalaciones para el bombeo de agua.
- Entidades de Asistencia Social: Hospitales, centros de salud, asilos y similares.
- Entidades de Beneficio Público: Guarderías, escuelas, colegios, universidades e instituciones similares del Estado.
- Entidades Oficiales: Entidades del sector público, de carácter seccional, regional y nacional.
- Oficinas y locales de entidades deportivas.
- Y los demás que no estén considerados en la Categoría Residencial.

Categoría Alumbrado Público: Se aplica a los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y, en general, vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, monumentos de propiedad pública; sistemas ornamentales de fuentes públicas; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito.

CAPITULO II

CALIDAD DEL PRODUCTO

En éste capítulo se da a conocer conceptos básicos de términos eléctricos, se detalla los parámetros de calidad del producto que son los siguientes: voltaje, perturbaciones y factor de potencia, los efectos que causan estos parámetros en las redes eléctricas y por tanto a todos los equipos que se conectan a éstas.

3 Conceptos Básicos⁹

Armónicas: Son ondas sinusoidales de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 60 Hz.

Barras de salida: Corresponde a las barras de Alto Voltaje en las subestaciones de elevación y a las barras de Bajo Voltaje de subestaciones de reducción.

Centro de transformación: Constituye el conjunto de elementos de transformación, protección y seccionamiento utilizados para la distribución de energía eléctrica.

Factor de potencia: Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

Fluctuaciones de Voltaje (o Variaciones de voltaje): Son perturbaciones en las cuales el valor eficaz del voltaje de suministro cambia con respecto al valor nominal.

Frecuencia de las interrupciones: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro a un Consumidor.

Interrupción: Es el corte parcial o total del suministro de electricidad a los Consumidores del área de concesión del Distribuidor.

Niveles de voltaje: Se refiere a los niveles de alto voltaje (AV), medio voltaje (MV) y bajo voltaje (BV) definidos en el Reglamento de Suministro del Servicio.

⁹ REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, Resolución 0116/01 CONELEC 23-05-2001

Periodo de medición: A efectos del control de la Calidad del Producto, se entenderá al lapso en el que se efectuarán las mediciones de Nivel de Voltaje, Perturbaciones y Factor de Potencia, los mismo que será de siete (7) días continuos.

Perturbación rápida de voltaje (flicker): Es aquel fenómeno en el cual el voltaje cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% del voltaje nominal, pero que pueden repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto “Flicker” (parpadeo) causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Voltaje Armónico: Es un voltaje sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 60 Hz del voltaje de suministro.

Voltaje nominal (Vn): Es el valor del voltaje utilizado para identificar el voltaje de referencia de una red eléctrica.

Voltaje de suministro (Vs): Es el valor del voltaje del servicio que el Distribuidor suministra en el punto de entrega al Consumidor en un instante dado.

3.1.1.1 Parámetros que Definen la Calidad del Producto

Existen tres parámetros fundamentales que constan en la Regulación del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) los cuales tienen ciertas restricciones de los niveles en que pueden fluctuar y que establecen la calidad, estos parámetros se detallan a continuación. Para más información de estos parámetros ver el Anexo 3.

3.1.1.2 Nivel de voltaje¹⁰

El principal objetivo del control del nivel de voltaje en un sistema de distribución es el de proporcionar económicamente a cada cliente (abonado) de un voltaje que esté de acuerdo a las limitaciones de diseño del equipo de utilización.

¹⁰ OREJUELA, Víctor, Sistemas de Distribución II Apuntes, EPN.

Casi todos los equipos eléctricos están diseñados para ser usados a un voltaje de terminales definido, denominado voltaje de placa. Cada uno de los consumidores tiene prácticamente el mismo equipo de utilización por tanto es necesario el suministrar un voltaje casi igual a todos los usuarios.

Desde un punto de vista económico es imposible proporcionar a cada usuario de un voltaje constante, cuyo valor, corresponda exactamente al voltaje de placa del equipo eléctrico.

Siendo la caída de voltaje proporcional a la magnitud y ángulo de fase de la corriente de carga se tiene que el abonado que está eléctricamente más cercano a la fuente recibirá un voltaje mayor que al abonado más alejado.

“La regulación de voltaje de un sistema consiste en mantener el voltaje de entrada en la instalación de los abonados dentro de los límites de voltaje permisibles, mediante el uso de equipo de control de voltaje localizado estratégicamente en el sistema de distribución”.

En un sistema eléctrico de potencia, las redes sufren perturbaciones debidas a las variaciones de carga, pero, también y sobre todo, a los fenómenos aleatorios cuyo origen es accidental, como por ejemplo los cortocircuitos (por caídas de ramas de árboles que producen fallas fase-tierra momentánea).

Las perturbaciones que producen variaciones de voltaje en el sistema, pueden producirse en cualquier nivel del sistema sea bajo, medio o alto voltaje.

“La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles”¹¹.

El siguiente es el índice de calidad para nivel de voltaje

¹¹ REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, Resolución 0116/01 CONELEC 23-05-2001

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (1)$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	En los primeros 24 meses	Después de los primeros 24 meses y luego indefinidamente
Alto Voltaje	$\pm 7,0 \%$	$\pm 5,0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 10,0 \%$	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Urbanas	$\pm 10,0 \%$	$\pm 8,0 \%$
Bajo Voltaje. Rurales	$\pm 13,0 \%$	$\pm 10,0 \%$

Fuente: REGULACION No. CONELEC – 004/01, Limites de nivel de voltaje

Tabla 2.1. Variaciones de voltaje admitidas por el CONELEC

Para compensar el voltaje, hay dos formas de compensación, que son las siguientes:

- Compensación serie
- Compensación paralelo

2.2.1. Compensación serie¹²

Un condensador en serie con una línea proporciona control sobre la reactancia efectiva entre los extremos de la línea. Esta reactancia efectiva se define por

$$X'_l = X_l - X_c \quad (2)$$

Donde

¹² KOTHARI, DP, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, McGraw-Hill, Tercera Edición, 2008, p 559

X'_l = reactancia efectiva

X_l = reactancia de la línea

X_c = reactancia del condensador

Es fácil ver que el condensador reduce la reactancia efectiva de la línea. Con ello mejora el desempeño de sistema como se indica a continuación.

- i. La caída de voltaje en la línea se reduce (se compensa), es decir, se minimiza las variaciones de voltaje en los extremos.
- ii. Previene el colapso de voltaje
- iii. Aumenta la transferencia de potencia de régimen permanente; es inversamente proporcional a X'_l .
- iv. Como consecuencia de ii), aumenta el límite de estabilidad transitoria.

Las ventajas del compensador de condensador en serie se asocian con un problema. La reactancia capacitiva X_c forma un circuito resonante en serie con la reactancia total en serie.

$$X_c = X_l + X_{gen} + X_{trans} \quad (3)$$

la frecuencia natural de oscilación de este circuito es

$$f_c = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (4)$$

$$= \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{X}{2\pi f} \frac{2\pi f C}{2\pi f}}} = f \sqrt{\frac{X_c}{X}} \quad (5)$$

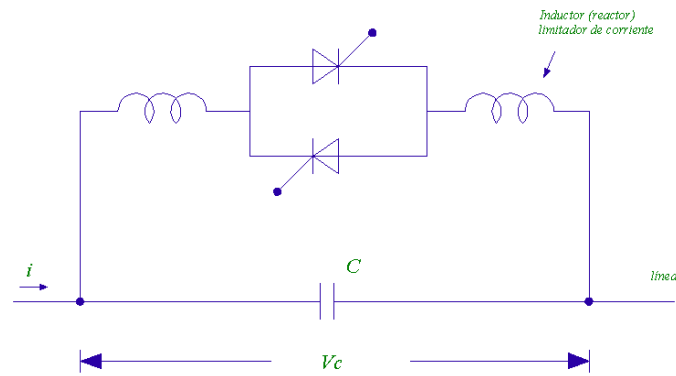
Donde f = frecuencia del sistema

$\frac{X_c}{X}$ = grado de compensación

= 25 a 75% (recomendado)

Para compensación de cargas ligeras son necesarios inductores en serie para contrarrestar el aumento excesivo de voltaje.

Con el rápido avance de los dispositivos de tiristor y la correspondiente tecnología de control por conmutación, se puede controlar el banco de capacitancias en serie en forma mucho más eficaz.



Fuente: Sistemas Eléctricos de Potencia, Kothari

Figura 2.1. Compensación serie con condensador controlado por tiristores

2.2.2. Compensación paralelo¹³

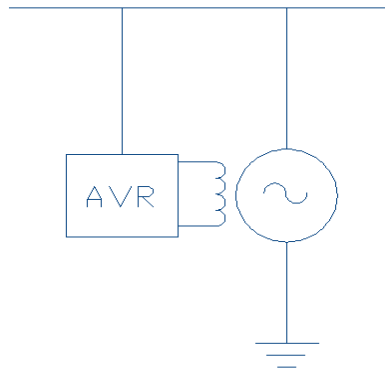
Los compensadores que permiten una regulación continua de potencia reactiva, cuyas características principales se describen a continuación. El orden es cronológico de invención y de uso. Estos compensadores son:

- a) Compensador síncrono con *Automatic Voltage Regulator* (AVR).
- b) Compensador estático con regulación a través de tiristores (*Static VAR System*, SVS) que incluye: b1) *Thyristor Switch Capacitor* (TSC), y b2) *Thyristor Controlled Reactor* (TCR).
- c) Compensador estático con fuente de tensión en continua (StatCom).

a) Compensador síncrono

Es uno de los primeros sistemas utilizados de compensación continua. Consiste en un generador síncrono al que se conecta mecánicamente una turbina. Por tanto, además de algunas pérdidas óhmicas y de rozamiento, la máquina sólo genera potencia reactiva.

¹³ CORNEJO, Navarro, Antonio Jesús y ARROYO, Sánchez, José Manuel, *Instalaciones Eléctricas*, McGraw-Hill, India, 2007, p 150.



Fuente: Instalaciones Eléctricas, Cornejo Navarro

Figura 2.2. Compensador síncronico

Un compensador síncrono, es una máquina síncrona en cuyo eje no está unido a ninguna carga. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión, de forma que la máquina genera o consume potencia reactiva según lo requiera el sistema al que está conectada.

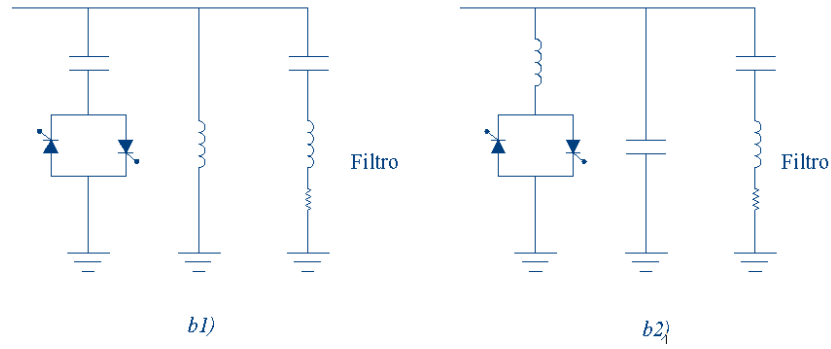
Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos.
- No introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.

Otra característica particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por un fallo en la red son capaces de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

b) Static Var Sytem

Es un sistema de compensación basado en interruptores estáticos (tiristores). Los tiristores pueden regular el periodo de conducción de una bobina *Thyristor Controlled Reactor* (TCR) o de un condensador (*Thyristor Switch Capacitor* (TSC)).



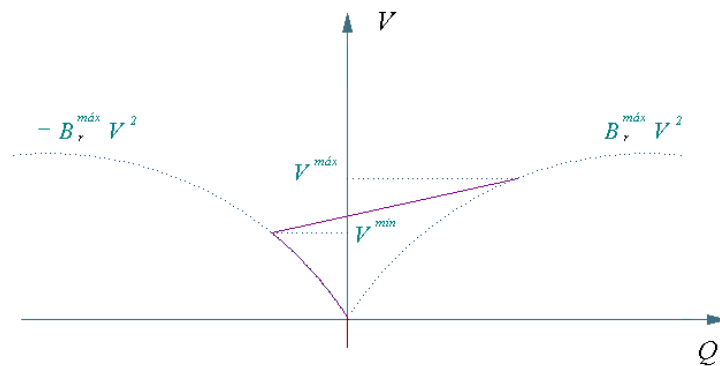
Fuente: Instalaciones Eléctricas, Cornejo Navarro

Figura 2.3. b1) *Thyristor Switch Capacitor*, b2) *Thyristor Controlled Reactor*.

El sistema de regulación automática de compensación cierra y abre tiristores (y, por tanto, varía los periodos de conducción) de manera tal que se modifica la corriente del compensador. Las constantes $-B_Y^{máx}$ y $B_Y^{máx}$ son las susceptancias mínimas y máximas del equipo. Por ejemplo se puede demostrar que el primer armónico (frecuencia fundamental de 60Hz) de la corriente en la bobina de un TCR vale:

$$I_{C60Hz} = B_Y(\sigma)V_F = \frac{\sigma - \text{sen } \sigma}{\pi X_Y} V_F \quad (6)$$

Donde X_Y es la reactancia total de la bobina y σ es el ángulo de conducción. Para $\sigma = 0$ no hay conducción, mientras que $\sigma = \pi$ la conducción es completa.



Fuente: Instalaciones Eléctricas, Cornejo Navarro

Figura 2.4. Características (V, Q) de un SVS

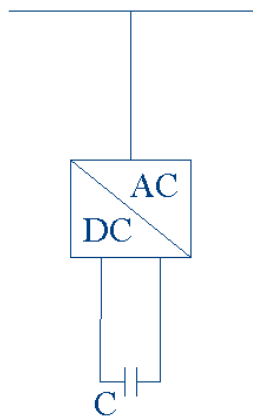
El SVS produce otros armónicos de corriente que alteran el funcionamiento normal de la red y, por tanto, tiene que ser eliminados a través de filtros

adecuados. A pesar de estas complicaciones de diseño, hoy en día el SVS es la solución más económica y versátil para la regulación continua de potencia reactiva.

c) StatCom

Es un sistema de compensación continua obtenido a través de un inversor-conversor basado en interruptores estáticos de nueva generación (MOSFET de potencia, IGBT, etc.) en el lado de continua se coloca un condensador de gran tamaño que pueda suministrar transitoriamente una determinada energía (descargándose).

La regulación y el diseño de este tipo son relativamente complicados y todavía resulta un sistema más costoso que el SVS. Los sistemas StatCom se instalan fundamentalmente en redes de transporte (por su versatilidad) y en aplicaciones donde la rapidez de control es crítica.



Fuente: Instalaciones Eléctricas, Cornejo Navarro

Figura 2.5. Compensador StatCom

2.3 Armónicos¹⁴

¹⁴ BEDÓN HUACA, Mauricio Andrés, *Estudio del Nivel de Voltaje Perturbaciones y Factor de Potencia en Industrias Florícolas del Cantón Cayambe* – Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., Tesis U.P.N.EC, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Junio de 2007

Los armónicos distorsionan la forma original de la onda del voltaje y la de corriente suministrada, esto se produce al sumar a la onda fundamental de 60Hz ondas de frecuencia de múltiplos enteros de la fundamental.

“Los armónicos se consideran como un tipo de perturbación que afecta a la calidad de onda de tensión suministrada por las compañías eléctricas. Como la mayoría de los equipos conectados a la red están diseñados para trabajar con tensiones sinusoides, la existencia de armónicos puede dar lugar a problemas de funcionamiento”.¹⁵

Toda función periódica, de frecuencia f , se puede descomponer en una suma de senoides de frecuencia.

La componente de primer orden es la componente fundamental y la frecuencia f es de 60 Hz.

$$y(t) = Y_0 + \sum_{i=1}^{\infty} Y_i \sqrt{2} \sin(2\pi f t + \varphi_i) \quad (7)$$

i = entero, i se llama orden o rango del armónico ($i > 1$).

f = frecuencia a 60 Hz.

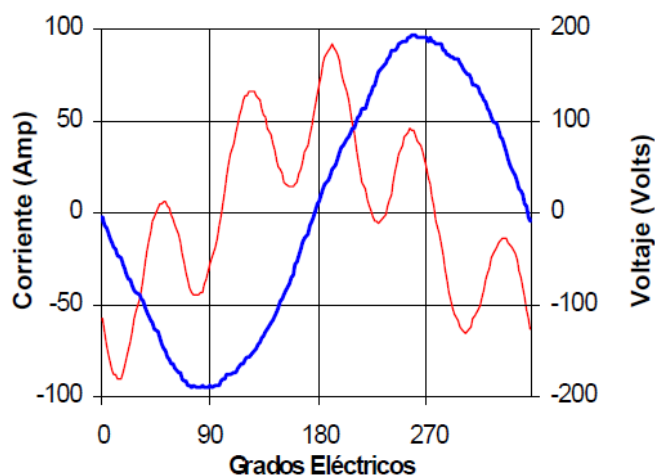
El valor eficaz:

$$Y_{ef} = \sqrt{Y_0^2 + Y_1^2 + Y_2^2 + Y_i^2 + \dots} \quad (8)$$

Donde:

- Y_0 : amplitud de la componente continua, generalmente nula en distribución eléctrica en régimen permanente,
- Y_i : valor eficaz de la componente de rango i ,
- φ_i : desfase de la componente armónica en el momento inicial.

¹⁵ GOMEZ EXPÓSITO, Antonio, *Análisis y Operación de Sistema de Energía Eléctrica*, Editorial McGraw-Hill, España, 2002, pg. 621.



Fuente: Calidad de la Energía Eléctrica, Introducción a la Ingeniería, octubre 1998

Figura 2.6. Distorsión armónica de corriente y voltaje

En la figura 2.6 se puede observar las gráficas de voltaje y corriente que fueron captadas de un equipo apropiado de medición, donde se puede apreciar la onda de voltaje (azul) esta distorsionada por presencia de armónicos, de igual manera podemos apreciar la onda de corriente (rojo) como se ha deformado por presencia de armónicos.

Normalmente, la amplitud de los armónicos disminuye con la frecuencia, se toma en consideración los armónicos hasta el orden o rango 50, además en la tabla 2.2 se puede ver los índices permitidos por el CONELEC.

El factor de distorsión armónica individual (V_i ; I_i) da una medida de la importancia de cada armónico en relación a la fundamental:

$$V_i(\%) = \frac{V_i}{V_1} \times 100 \quad \text{Factor de distorsión armónico individual de voltaje.}$$

$$I_i(\%) = \frac{I_i}{I_1} \times 100 \quad \text{Factor de distorsión armónico individual de corriente.}$$

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i $ o $ THD $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Fuente: REGULACION No. CONELEC – 004/01, Limites de armónicos

Tabla 2.2. Índices de número de armónicos admitidas por el CONELEC

2.3.1 Factor de cresta y distorsión armónica total (THD)¹⁶

Existen varias formas de describir el grado de distorsión de la corriente o del voltaje. Dos que se utilizan con frecuencia son el factor de cresta y la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés).

Por definición el factor de cresta de un voltaje es igual al valor pico dividido para el valor eficaz (RMS)

$$\text{factor de cresta} = \frac{\text{voltaje pico}}{\text{voltaje efectivo}} \quad (9)$$

¹⁶ WILDI, Theodore, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, Pearson Prentice Hall, Sexta Edición, México, 2007, p. 849

En el caso de voltaje sinusoidal (que evidentemente no sufre distorsión) el factor de cresta es $\sqrt{2} = 1,41$.

Una onda con factor de cresta menor a 1.4 tiende a ser de cresta aplanada. En cambio, un factor de cresta mayor 1.4 indica un voltaje que tiende a ser puntiagudo. Por definición, la distorsión armónica total (THD) de una corriente o de voltaje es igual al valor eficaz de todos los armónicos divididos entre el valor eficaz del fundamental. En el caso de una corriente distorsionada, la ecuación es

$$\text{Distorsión armónica total (THD)} = \frac{I_H}{I_F} \quad (10)$$

En el caso del voltaje distorsionado, La THD está dada por

$$\text{Distorsión armónica total (THD)} = \frac{E_H}{E_F} \quad (11)$$

El valor eficaz de corriente de todos los armónicos (o RMS) es igual a la raíz de la corriente fundamental al cuadrado más la corriente al cuadrado de los armónicos.

$$I_H = \sqrt{I^2 - I_F^2} \quad \gg \quad I = \sqrt{I_F^2 + I_H^2} \quad (12)$$

I = Valor eficaz de la corriente distorsionada

I_F = Valor eficaz del fundamental

I_H = Valor eficaz de todos los armónicos

El valor eficaz de voltaje del fundamental es

$$E_F = \frac{E_{\text{máx}}}{\sqrt{2}} \quad (13)$$

El valor eficaz de voltaje distorsionado

$$E = \sqrt{E_F^2 + E_H^2} \quad (14)$$

El valor eficaz de todos los armónicos esta dado por la ecuación

$$E_H = \sqrt{E_2^2 + E_3^2 + \dots + E_n^2} \quad (15)$$

Donde

$E_2, E_3, \dots E_n$ son valores efectivos del 2o., 3o., 4o., ... enésimo armónicos.

3.1.2 Principales Fuentes de Armónicos¹⁷

Las cargas se consideran no lineales cuando la intensidad que circula por ellas no tiene la misma forma sinusoidal que la tensión que les alimenta.

Este tipo de cargas producen corrientes armónicas y se pueden clasificar según su pertenencia al entorno industrial o doméstico.

- *Cargas Industriales*

Debido a la flexibilidad de funcionamiento, excelente rendimiento energético y prestaciones elevadas en la industria se ha generalizado el uso de equipos que se basan en la electrónica de potencia.

Variadores de velocidad, rectificadores con diodos o tiristores, onduladores, fuentes de alimentación conmutadas son algunos equipos basados en la electrónica de potencia.

Otras cargas que producen perturbaciones son aquellas que utilizan el arco eléctrico: hornos de arco, máquinas de soldar, lámparas de descarga, tubos fluorescentes.

Son también generadores de armónicos (temporales) los arranques de motores con arrancador electrónico y la conexión de transformadores de potencia.

- *Cargas Domésticas*

La potencia unitaria de este tipo de cargas es considerablemente menor que las cargas industriales, pero su efecto acumulado, por su demasía y su utilización simultánea en períodos largos, las convierte en fuentes importantes de distorsión

¹⁷ BEDÓN HUACA, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 10

armónica.

Las cargas domésticas con convertidores o con fuentes de alimentación conmutada pueden ser: televisores, hornos de microondas, placas de inducción, ordenadores, impresoras, fotocopadoras, reguladores de luz, equipos electrodomésticos, lámparas fluorescentes y de descarga.

Algunos de los niveles de distorsión armónica dentro de una instalación eléctrica convencional son¹⁸

- Alumbrado fluorescente, hasta 26%
- Equipos de comunicación hasta un 26%
- Controladores para edificios inteligentes: hasta un 58%
- PC, impresoras, mini computadoras, etc. Producen una distorsión armónica de hasta 124%
- Fuentes de energía ininterrumpida (UPS) producen hasta 26% de distorsión armónica.

2.3.3 Principales Disturbios originados por los Armónicos¹⁹

Las corrientes y tensiones armónicas que se superponen a la fundamental unen sus efectos sobre los aparatos y equipos conectados a la red eléctrica.

El flujo de armónicos en una instalación deteriora la calidad de la energía y origina numerosos problemas instantáneos o a largo plazo, tales como:

- Resonancia
- Perdidas en accesorios
- Sobrecarga de equipos
- Perturbaciones en cargas sensitivas
- Impacto económico

¹⁸ MADRIGAL, Martínez, Manuel, *Calidad de la Energía Eléctrica y Análisis de Armónicos en Sistemas Eléctricos*, México, junio, 2002

¹⁹ BEDÓN HUACA, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 12

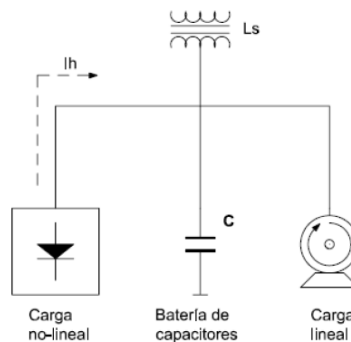
3.1.2.1 Resonancia

La instalación de dispositivos tanto capacitivos como inductivos en sistemas de distribución, provoca el fenómeno de resonancia, teniendo como resultado valores extremadamente altos o bajos de impedancia. Estas variaciones en la impedancia modifican la corriente y la tensión en el sistema de distribución.

El fenómeno de la resonancia aumenta la distorsión armónica en las redes de distribución, y es la causa de la mayor parte de las sobrecargas en los condensadores de potencia.

Los fenómenos descritos, a continuación, son del tipo “resonancia paralelo”. Se considera el diagrama simplificado en la figura 2.7, en la cual se muestra una instalación constituida por:

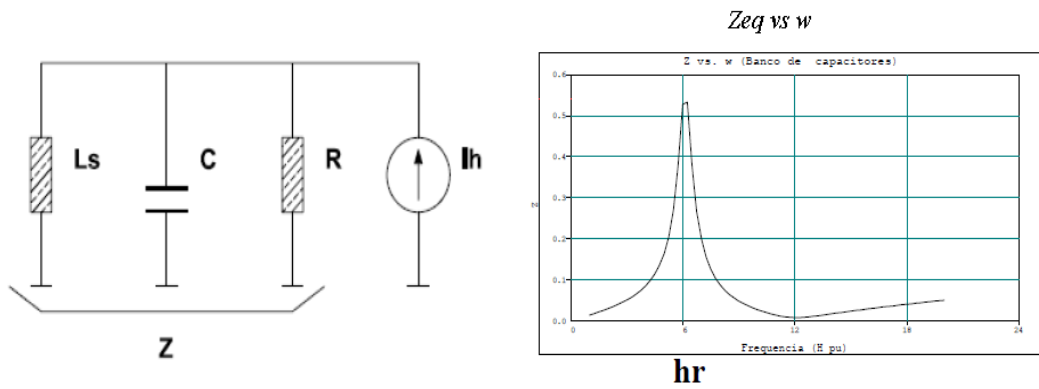
- Un transformador que suministra potencia.
- Cargas lineales.
- Cargas no-lineales generadoras de corrientes armónicas.
- Condensadores de compensación.



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

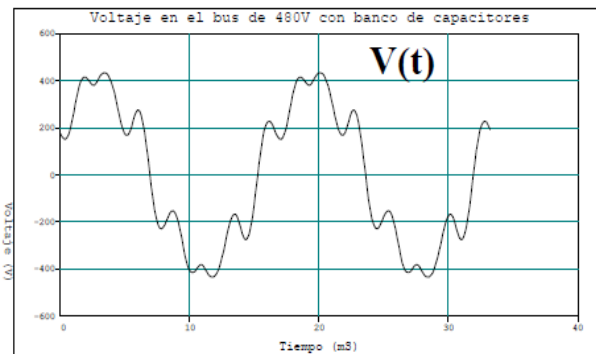
Figura 2.7. Circuito de Resonancia Paralelo.

Para propósito de análisis de armónicos, el diagrama equivalente se muestra a continuación (figura 2.8)



(a)

(b)



(c)

Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.8. (a). Circuito equivalente, (b) Resonancia de Z_{eq} vs w , (c) Resultado de la forma de onda de voltaje.

“Como la inductancia y la capacitancia están conectadas en paralelo, su impedancia equivalente se halla con la siguiente ecuación.”²⁰

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2} + \frac{1}{Z_3} + \dots \quad (16)$$

Remplazando

$$\frac{1}{Z} = \frac{1}{-j(1/\omega C)} + \frac{1}{j\omega L_s} = j\omega C + \frac{1}{j\omega L_s} \quad (17)$$

$$\frac{1}{Z} = \frac{-\omega^2 L_s C + 1}{j\omega L_s} \quad (18)$$

Si se despeja Z , se tiene:

²⁰ BROPHY, J. J. *Electrónica de Potencia para Científicos*, Segunda Edición, Editorial Reverte S. A. España, 1979, pg. 94

$$Z = \frac{jL_s\omega}{1-\omega^2L_sC} \quad (19)$$

La impedancia se hace infinita cuando

$$\omega_0^2 LC = 1 \quad (20)$$

o sea

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (21)$$

Entonces al igualarse estas impedancias a una cierta frecuencia, la impedancia equivalente se hace infinita, y al existir una fuente de corriente a esa frecuencia en paralelo, entonces se tienen sobrevoltajes ocasionando grandes voltajes entre el sistema y el banco de condensadores.

De esta manera para que estas dos impedancias sean iguales se necesita que exista esta frecuencia llamada de resonancia dada por:

$$f_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Qc}} \times f_{fundamental} \quad (22)$$

$$f_r = h_{rp} \times f_{fundamental} \quad (23)$$

Donde:

f_r = frecuencia de resonancia

S_{cc} = Potencia de cortocircuito en el punto de conexión del banco de capacitores

Qc = Capacidad del banco de compensación

$f_{fundamental}$ = 60 Hz

h_{rp} = armónica resonante

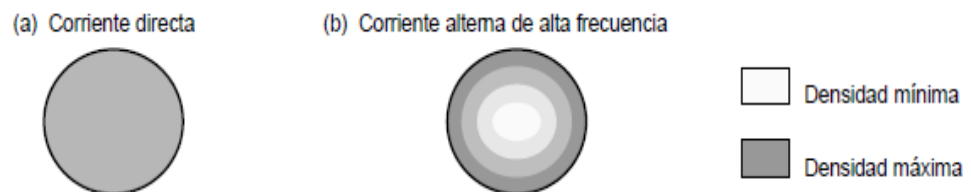
3.1.2.2 2.3.3.2 Pérdidas en accesorios

Las siguientes pérdidas que se producen por armónicos son:

- Pérdidas en los conductores
- Pérdidas en las máquinas asíncrona
- Pérdidas en los transformadores de potencia
- Pérdidas en los condensadores
- Pérdidas en los interruptores

3.1.2.3 2.3.3.2.1 Pérdidas en los conductores²¹

Al circular corriente directa a través de un conductor se produce calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, I^2R , donde R es la resistencia a corriente directa del conductor o cable y la corriente está dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor rms igual al valor de corriente directa) disminuye el área efectiva por donde ésta circula, puesto que la densidad de corriente crece en la periferia exterior (Figura 2.9), lo cual se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor.



Fuente: Ing. Alexis Tejada Peralta:

Figura 2.9. Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.

En condiciones normales, con una carga trifásica lineal equilibrada, a 60 Hz, las corrientes de cada fase se anulan mutuamente en el conductor neutro.

²¹ Ing. Alexis Tejada Peralta: Alumno de la Maestría en Ingeniería Eléctrica del Programa de Graduados en Ingeniería del ITESM Campus Monterrey, atejada@academ01.mty.itesm.mx

En un sistema de cuatro conductores con cargas no lineales, ciertas armónicas impares múltiplos de 3 (3°, 9°, 15°, etc.) no se anulan entre sí, sino que se suman en el conductor neutro.

En sistemas con muchas cargas monofásicas no lineales, la corriente del neutro puede llegar a superar el valor de las corrientes de fase. En este caso, el peligro es un excesivo calentamiento, aumentando las pérdidas óhmicas; disminución de la capacidad amperométrica del conductor; y daño en su aislamiento, al no existir ningún interruptor automático que limite la corriente como ocurre en los conductores de las fases.

Una corriente excesiva en el conductor neutro puede provocar también caídas de tensión superiores a lo normal entre el conductor neutro y tierra en la toma de corriente a 120 V.

2.3.3.2 Pérdidas en las máquinas asíncronas

Las armónicas en las máquinas asíncronas o inducción producen los siguientes efectos en las máquinas de corriente alterna: un aumento en sus pérdidas y la disminución en el torque generado.

Pérdidas en los motores de inducción: si el voltaje que se alimenta a un motor de inducción contiene componentes armónicas, entonces se incrementarán sus pérdidas I^2R en el rotor y estator, pérdidas de núcleo (Eddy e histéresis) y pérdidas adicionales, en tanto que las pérdidas de fricción y ventilación no son afectadas por las armónicas. Donde se detalla el siguiente análisis de las pérdidas.

1. Pérdidas I^2R en el estator: las pérdidas en el estator son determinadas utilizando la resistencia a corriente directa de la máquina, corregida a la temperatura especificada. Al operar la máquina de inducción con voltajes con contenido armónico no sólo aumentan estas pérdidas por el efecto piel que incrementa el valor de la resistencia efectiva, sino que

también aumenta el valor de la corriente de magnetización, incrementándose aún más las pérdidas I^2R .

2. Pérdidas I^2R en el rotor: éstas aumentan de manera más significativa que las anteriores, por el diseño de la jaula en los motores de inducción que se basa en el aprovechamiento del efecto piel para el arranque. Esta resistencia aumenta en forma proporcional a la raíz cuadrada de la frecuencia y por ende las pérdidas.
3. Pérdidas de núcleo: estas pérdidas son función de la densidad de flujo en la máquina. Éstas aumentan con excitación de voltaje no senoidal puesto que se tienen densidades de flujo pico más elevadas, sin embargo su aumento es aún menor que el de las pérdidas mencionadas anteriormente e incluso son más difíciles de cuantificar.
4. Pérdidas adicionales: son muy difíciles de cuantificar a un bajo condiciones de voltaje senoidal. Al aplicar voltaje no senoidal, éstas aumentan en forma particular para cada máquina.

Torque en el motor de inducción: las armónicas de secuencia positiva producen en el motor de inducción un torque en el mismo sentido de la dirección de rotación, en tanto que las de secuencia negativa tienen el efecto opuesto. En caso de que se tenga conectado el neutro, el par producido por las armónicas múltiplos de 3 es igual a cero. Dependiendo del contenido armónico del voltaje aplicado, el par promedio de operación puede verse disminuido considerablemente, sin embargo en la mayoría de los casos el efecto producido por las armónicas de secuencia negativa se cancela con el efecto de las de secuencia positiva, por lo que su efecto neto en el par promedio puede despreciarse.

2.3.3.2.3 Pérdidas en los transformadores de potencia

La capacidad de carga de un transformador en general, se encuentra limitada por la temperatura alcanzada por su elemento más sensible, que en

el caso del equipo de distribución es el denominado “punto más caliente”, que se encuentra localizado sobre el arrollamiento a $2/3$ de su altura, o sea es un punto del aislamiento sólido del bobinado.

Bajo condiciones de trabajo nominal, la temperatura alcanzada por ese punto es tal que produce un envejecimiento controlado, permitiendo la utilización plena del transformador a lo largo de su vida útil, que normalmente se adopta como 25 y 35 años, y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C.

2.3.3.2.4 Pérdidas en los condensadores

Los condensadores, frente a la presencia de distorsión armónica, absorben mayor corriente de la red por su característica de poseer reactancia capacitiva variable en forma inversa con la frecuencia. Por ejemplo, a una tercera armónica se presenta una reactancia de un tercio de la correspondiente a la frecuencia nominal, sobrecorriente que conduce a la sobrecarga, sobretemperatura y posterior falla del dispositivo.

2.3.3.2.5 Pérdidas en los interruptores.

Los fusibles e interruptores termomagnéticos operan por el calentamiento producido por el valor rms de la corriente, por lo que protegen de manera efectiva a los conductores de fase y al equipo contra sobrecargas por corrientes armónicas. Por otro lado, la capacidad interruptiva no se ve afectada por las componentes armónicas en los sistemas eléctricos puesto que durante condiciones de falla, las fuentes que contribuyen a la misma son de frecuencia fundamental.

Los interruptores magnetotérmicos ordinarios tienen un mecanismo de disparo que reacciona al calentamiento producido por la corriente del circuito. Dicho mecanismo está diseñado para responder al valor eficaz de la onda de corriente de manera que se dispara si se calienta demasiado. Este tipo de interruptor ofrece una mayor protección frente a sobrecargas por

corrientes armónicas. Los interruptores automáticos electrónicos detectores de “peaks” reaccionan frente a estas elevaciones de corriente.

3.1.2.4 Sobrecarga de equipos

Para saber cómo afecta la sobrecarga en algunos elementos vamos a describir los afectos en el funcionamiento y vida útil.

2.3.3.3.1 Generadores

Los generadores de Emergencia están sujetos al mismo tipo de problemas de sobrecalentamiento que los transformadores, además aparecen unas pérdidas adicionales debidas a la generación de unos campos magnéticos armónicos en el estator, cada uno de los cuales intenta hacer girar el motor a una velocidad diferente tanto en un sentido como en otro, según se trate de armónicos de secuencia positiva o negativa. Las corrientes de alta frecuencia inducidas en el rotor incrementan estas pérdidas todavía más.

Además de sobrecalentamiento, algunos tipos de armónicas provocan distorsión en los cruces por cero de la onda de corriente, lo que origina perturbación e inestabilidad de los circuitos de control del generador.

2.3.3.3.2 Sistemas de Alimentación Ininterrumpidos (SAIs)

Un **SAI** (Sistema de Alimentación Ininterrumpida), también conocido por sus siglas en inglés **UPS** (*Uninterruptible Power Supply*: ‘suministro de energía ininterrumpible’), es un dispositivo que gracias a sus baterías, puede proporcionar energía eléctrica tras un apagón a todos los dispositivos que tenga conectados.

Otra de las funciones de los SAI es la de mejorar la calidad de la energía eléctrica que llega a los aparatos, filtrando subidas y bajadas de tensión y eliminando armónicos de la red en el caso de usar Corriente Alterna.

Los controladores de velocidad variable, las unidades de UPS y, en general, los convertidores de corriente continua normalmente se basan en la utilización del puente trifásico, el puente trifásico produce armónicos a $6n \pm 1$, es decir, a uno más o a uno menos de cada múltiplo de seis. En teoría, la amplitud de cada armónico es la inversa de número del armónico, así habría un quinto armónico con una amplitud del 20% y un 11º armónico con una amplitud del 9%, etc.

“La corriente que generan los sistemas informáticos presenta un factor de cresta muy elevado. Un SAI dimensionado teniendo en cuenta exclusivamente la corriente rms puede que no sea capaz de suministrar la corriente de pico necesaria y puede sobrecargarse”²².

2.3.3.3.3 Transformadores²³

La sobrecarga eléctrica es el motivo principal de envejecimiento prematuro de una máquina. Desde un punto de vista térmico, la sobrecarga se produce cuando la condición de equilibrio térmico en la máquina se establece a una temperatura tal que provoca la degradación de los dieléctricos que aíslan los conductores o las chapas que forman el núcleo magnético del transformador. La condición de sobrecarga involucra parámetros de naturaleza distinta:

1. Nivel de carga eléctrica
2. Condiciones ambientales: temperatura, humedad y altura sobre el nivel del mar.
3. Condiciones de explotación: continua, ocasional, etc.

Desde el punto de vista de la protección de la máquina, la condición de sobrecarga no suele requerir la puesta fuera de servicio inmediata de la máquina, lo que permite realizar actuaciones dedicadas a reducir las

²² Schneider Electric, *Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08*, Detección y filtrado de armónicos, M8

²³ CANTELI, Mario Mañana , *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética*, Universidad de Cantabria, protección del transformador, http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html

condiciones que producen dicha situación, continuando con la explotación de la instalación. Entre las medidas orientadas a reducir el nivel de sobrecarga de la máquina se pueden citar: disminuir la carga y mejora de las condiciones de refrigeración.

3.1.2.5 Perturbaciones en cargas sensitivas

Para saber cómo afecta los armónicos, describiremos a algunos de ellos como son afectados tanto en funcionamiento como en su vida útil y de trabajo.

2.3.3.4.1 Efectos de la distorsión del voltaje en la alimentación

Cuando existe contaminantes de armónicas en la red, el voltaje de alimentación se ve afectado en la forma onda, al no ser simétrica sino que tiene una forma de onda deformada, dependiendo del número de armónicos existentes en la red puede afectar el funcionamiento de los equipos electrónicos conectados en la red.

2.3.3.4 Perturbaciones en sistemas de transmisión de datos y comunicaciones

Resulta indudable que la influencia de los niveles armónicos totales expresada a través de los coeficientes de distorsión armónica total para corriente y para voltaje, sobre las transmisiones de paquetes de datos es considerable, como se evidencia en los datos obtenidos: La tendencia marcada es que mientras más se incrementa el nivel de THD (Distorsión Armónica Total) mayor es la pérdida de paquetes de datos, y mayor es el tiempo de viaje redondo que realizan los paquetes de PC a PC.

No obstante, para la comunicación a través de la red, la inclusión de un gran valor de capacitancia provoca que la red industrial eleve sus valores porcentuales de THD (llegando a niveles de 23%, 25%), lo que se convierte en un factor importante de ruido para la subcanalización en la modulación OFDM, trayendo como consecuencia una interrupción total de transmisión punto a punto.

2.3.3.3.5 Mal funcionamiento en equipos electrónicos de protección y medición.

Los principales efectos de los armónicos en la línea eléctrica son: uso ineficiente de la energía, fallas aleatorias de los equipos (sin causa aparente), envejecimiento prematuro de componentes, sobrecalentamiento, disparo de alarmas, pérdida de la secuencia en equipos programables, etc. además del invaluable tiempo perdido al repetir las mediciones cuando las lecturas son inestables.

2.3.3.3.6 Sobrecalentamiento en el neutro del sistema por la circulación de terceros armónicos y sus múltiplos.

Dado que este es el primer punto de unión de los neutros de las cargas monofásicas, en el caso balanceado, las corrientes (fundamental y armónicas) de secuencia positiva y negativa se cancelan aquí.

En el caso de corrientes armónicas de secuencia cero (armónicas “triplen”), éstas no se cancelarán en el neutro aun con condiciones balanceadas, por lo que estas barras se pueden sobrecargar por el flujo de estas corrientes.

En la realidad, las barras de neutros transportan corrientes de secuencia positiva y negativa producidas por el desbalance de cargas más las armónicas “triplen” de secuencia cero generadas por éstas. Por esta razón las barras que están dimensionadas para soportar la misma corriente de fase pueden sobrecargarse fácilmente en presencia de cargas no lineales.

En el caso de que se estén alimentando cargas no lineales, es recomendable que las barras de neutros tengan una capacidad de corriente igual al doble de las fases.

2.3.3.3.7 Deterioro del aislamiento de los equipos del sistema.

Según Montsinger, “si la temperatura de trabajo en los transformadores sufre una elevación en 8 °C la vida útil del transformador reduce a la mitad y una reducción de igual valor de temperatura, duplica la vida útil.”²⁴

3.1.2.6 Impacto Económico

En este ítem vamos a describir como afectan los armónicos en la parte económica tanto a los usuarios como a las empresas distribuidoras.

2.3.3.5.1 Pérdidas energéticas

Debido a armónicos producidos por cargas no lineales residenciales, comerciales e industrial artesanal, las pérdidas de energía son evidentes, al no poder registrar la potencia reactiva en los medidores, por este motivo la empresa distribuidora de la energía pierde al no saber cuánta potencia reactiva necesita para compensar el desequilibrio ocasionado por las cargas.

2.3.3.3.8 Costos adicionales ocasionados al usuario y a la empresa distribuidora

Costos al usuario (industrial):

- Aumento de la intensidad de corriente
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de tensión
- Incrementos de potencia de las plantas generadoras, transformadores, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores, la temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento.

²⁴ Boletín técnico nº1, conceptos básicos de electrotecnia. Catalogo Cambre 2005-2007

- Aumentos en la factura por penalización ya sea por factor de potencia, flicker, armónicos establecidos en la regulación del CONELEC.

Costos a la empresa distribuidora de energía:

- Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en kVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional.
- Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.
- Elevadas caídas de tensión y baja regulación de voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica.
- Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar a las industrias sobre la conveniencia de generar o controlar su consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, facturado en Q/kVA, es decir cobrándole por capacidad suministrada en kVA, factor donde se incluye el consumo de los kVAR que se entregan a la industria

2.3.3.3.9 Sobredimensionamiento de los equipos

Debido al desconocimiento de la existencia de armónicos en el sector residencial y comercial e industrial artesanal se ha procedido a sobredimensionar los equipos de protección, alimentadores, debido a los efectos que producen los armónicos, estos efectos son:

Calentamientos de conductores

Disparo de protecciones

2.3.3.3.10 Desconexiones indeseadas y paradas en la instalación

Con la existencia de armónicos los equipos de protección, alarmas, control, monitoreo se han visto afectados al dar falsos avisos, provocando paradas indeseadas en el proceso.

2.3.4 Atenuación de Armónicos²⁵

Las posibles soluciones para atenuar los efectos de los armónicos son de naturalezas distintas:

- Adaptación de la instalación, utilización de dispositivos particulares en la alimentación (inductancias, transformadores especiales).

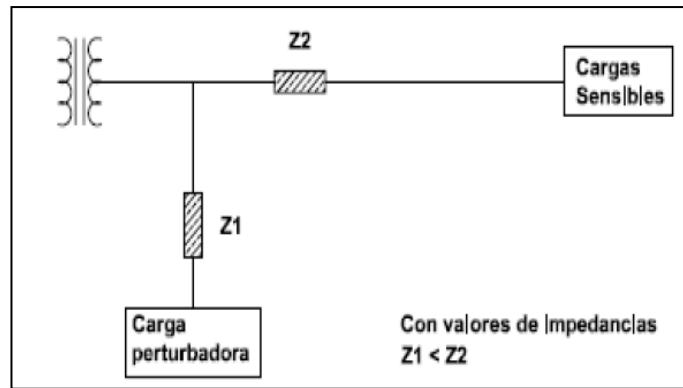
3.1.2.7 Filtrado.

3.1.2.8 2.3.4.1 Adaptación de la instalación

- Ubicar las cargas perturbadoras aguas arriba de la red
- Reagrupar las cargas perturbadoras
- Separar las fuentes
- Utilización de transformadores en conexiones particulares
- Inductancia antiarmónica
- Atenuar la Interferencia electromagnética

3.1.2.9 2.3.4.1.1 Ubicar las cargas perturbadoras aguas arriba de la red

²⁵ BEDÓN HUACA, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 15



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

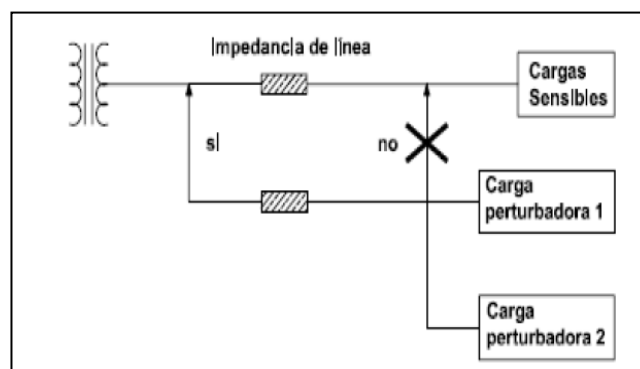
Figura 2.10. Ubicación de las cargas no lineales lo más aguas arriba de la red

Las distorsiones armónicas de corriente distorsionan la onda de tensión al interactuar con la impedancia del sistema originando la reducción de la vida útil en motores y causando la operación errática de equipo electrónico.

Cuando las cargas que originan armónicos se agrupan aguas arriba de la red se debe instalar cerca de los transformadores, por que el transformador elimina las terceras armónicas.

2.3.4.1.2 Reagrupar las cargas perturbadoras, ver figura 2.11.

Al reagrupar cargas contaminantes con armónicos, se lo debe realizar con una alimentación independiente cerca del transformador de distribución para que no afecte a cargas sensibles y produzcan problemas de funcionamiento.

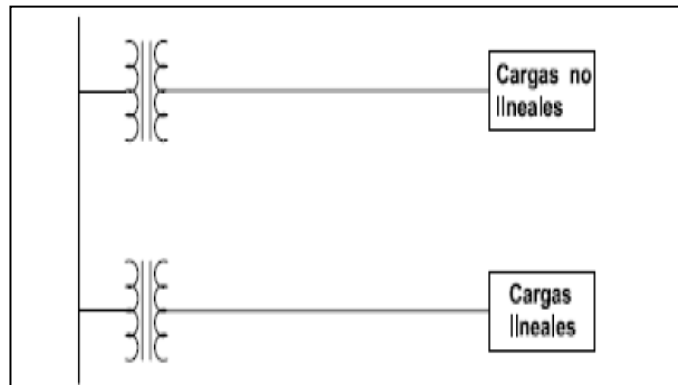


Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.11. Reagrupación de cargas no lineales.

3.1.2.10 2.3.4.1.3 Separar las fuentes

Cuando hay cargas contaminantes de armónicos es conveniente tener por separado con transformadores de las cargas no contaminantes para minimizar los efectos que producen los armónicos en las cargas lineales como se muestra en la siguiente figura 2.12.



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.12. Alimentar las cargas por separado.

2.3.4.1.4 Utilización de transformadores en conexiones particulares.

Para eliminar ciertos armónicos, se utilizan algunos tipos de conexiones especiales en los transformadores.

- Una conexión delta-estrella-delta eliminan los armónicos de orden 5 y 7.
- Una conexión estrella-delta elimina los armónicos de orden 3 pero teniendo en cuenta que “al cerrar la malla se conecta una resistencia entre sus terminales, la malla cerrada sirve como trampa para las corrientes armónicas”.²⁶
- Una conexión delta-zigzag elimina los armónicos de orden 5.

²⁶ KOSOW, Irving L, *Máquinas Eléctricas y Transformadores*, Segunda Edición, Pearson Educación, México, 1993, pg. 621

- “Los transformadores con devanados terciarios en conexión delta suprime cualquier voltaje de armónicas que se puedan generar en primario o secundario”²⁷
- “El único transformador que no genera armónicos son los transformadores acorazados o de núcleo que emplea laminaciones en forma de E”²⁸

2.3.4.1.5 Inductancia antiarmónica

En el caso de alimentación de variadores de velocidad, se puede aislar la corriente con la utilización de inductancias de línea. Aumentando la impedancia del circuito de alimentación, se limita la corriente armónica.

2.3.4.1.6 Atenuar la Interferencia electromagnética.

“Para evitar la interferencia magnética de las corrientes armónicas es conveniente transponer o retorcer los conductores de control.

Para evitar la interferencia electrostática se deben forrar los conductores de control con una pantalla puesta a tierra.

Los circuitos de control con señales de tensión son más sensibles a la interferencia magnética armónica.”²⁹

3.1.2.11 2.3.4.2 Filtros

En el caso que las acciones preventivas presentadas anteriormente no sean suficientes, la instalación debe ser equipada con filtros.

²⁷ KOSOW, Irving L, Op. Cit. pg. 622

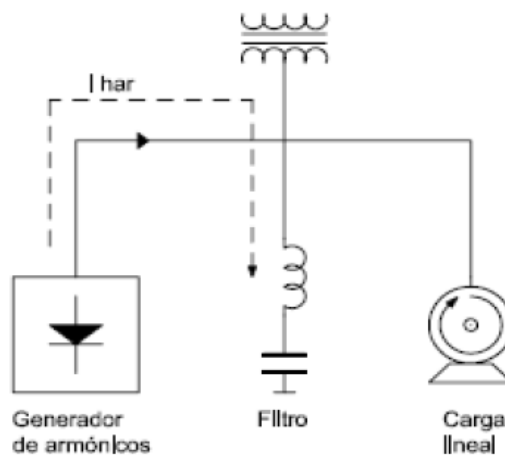
²⁸ KOSOW, Irving L, Op. Cit. pg. 623

²⁹ ALVES Baraciarte Roberto, *Curso de Calidad del Servicio Eléctrico*, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Caracas, Venezuela.

2.3.4.2.1 Filtro Pasivo

Un filtro pasivo es un circuito LC sintonizado a cada una de las frecuencias de armónicos a filtrar, en paralelo con el dispositivo generador de armónicos (figura 2.13).

Los filtros pasivos se instalan cerca de la carga no lineal (baja tensión), para evitar la inyección de componentes armónicas de corriente al sistema por parte de la carga y minimizar los efectos en el área de trabajo.



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.13. Principio de Utilización de un Filtro Pasivo.

Funciones de un filtro pasivo

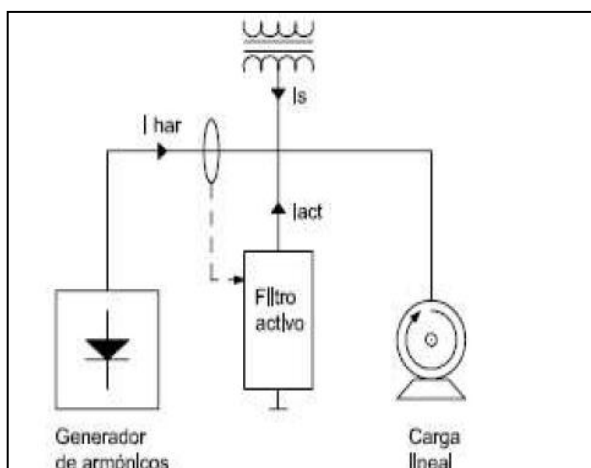
1. Ofrece tanto corrección del factor de potencia como capacidad para el filtrado de corrientes.
2. Los filtros pasivos también reducen las tensiones armónicas en las instalaciones en las que la tensión de alimentación tiene perturbaciones.
3. Los filtros pasivos utilizan exclusivamente componentes pasivos para la cancelación de la energía reactiva.

3.1.2.12 Filtro activo

Con el aumento constante de las cargas no lineales conectadas a la red de alimentación aparecen muchos problemas de distorsión y pérdida de

eficiencia debidos al bajo factor de potencia. Una de las formas de mejorar esta situación, es la utilización de filtros activos de potencia (FAP).

Estos sistemas, que incluyen electrónica de potencia y que están instalados en serie o en paralelo con la carga no lineal, compensan la intensidad de armónicos o la tensión de la carga.



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.14. Principio de Utilización de un Filtro Activo.

Cuando el FAP se requiere para cancelar los armónicos de tensión causados por las denominadas “cargas productoras de armónicos del tipo fuente de tensión”, como es el caso de los convertidores de frecuencia, fuentes de potencia conmutadas o UPSs entre otras, de uso cada vez más extendido, es posible recurrir al FAP de conexión serie.

Los filtros activos conexión en paralelo, puede ser modelado como una fuente de corriente controlada, que suministra una intensidad de compensación en paralelo con la carga.

Funciones de un filtro activo.³⁰

Las funciones son las siguientes:

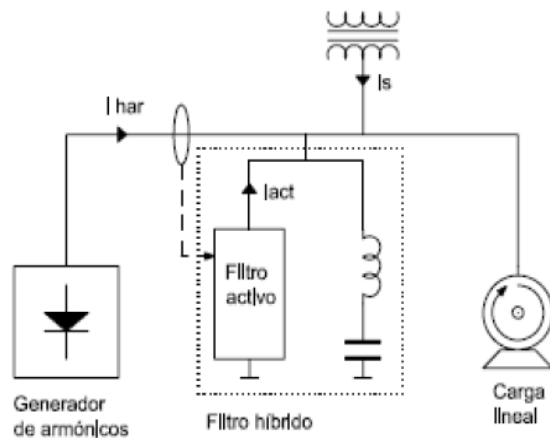
1. Reducción de los armónicos de corriente que circulen por la red, entre el FAP y los centros de generación de energía.
2. Reducción de la corriente por el neutro, disminuye la amplitud de los armónicos de corriente múltiplos de tres que se suman a través del neutro.
3. Reducción de los armónicos de tensión en los puntos de conexión de las cargas.
4. Corrección del factor de potencia provocado por un $\cos \varphi$ distinto de la unidad.
5. Equilibrado de la corriente que circula por las distintas fases.
6. Equilibrado de la tensión entre fases y con el neutro.
7. Regulación de la tensión y reducción del Flicker

2.3.4.2.3 Filtro híbrido

La proliferación de cargas no lineales ha supuesto un serio problema en los sistemas eléctricos de potencia, ya que como consecuencia de la distorsión en las señales de tensión y de intensidad se produce una degradación de la calidad de la potencia eléctrica. Estas cargas, en función del tipo de armónicos que producen, se pueden clasificar en fuente de armónicos de corriente (HCS) o fuente de armónicos de tensión (HVS).

Para la eliminación de armónicos ya sean de tensión o de intensidad, se han propuesto diferentes topologías, que incluyen filtros pasivos o activos conectados en serie o en paralelo, dependiendo de los armónicos a eliminar,

³⁰ AROCAS, Lamich Manuel, Universidad Politécnica de Catalunya. Departamento de Ingeniería Electrónica, *Filtros Activos: Introducción y Aplicaciones*, mlamich@eel.upc.es



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC “Detección y filtrado de Armónicos”

Figura 2.15. Principio de Utilización de un Filtro Híbrido.

Funciones de un filtro híbrido

1. Instalaciones que requieren corrección del factor de potencia.
2. Instalaciones en las que la distorsión de tensión debe reducirse para evitar perturbar las cargas sensibles.
3. Instalaciones en las que la distorsión de corriente debe reducirse para evitar sobrecargas.
4. Instalaciones en las que deben cumplirse límites estrictos de emisiones de armónicas.

2.4 Flicker (Parpadeo)³¹

Es un disturbio en la amplitud de la tensión, es de tipo aleatorio, no simétrico (distinto en cada fase), cuya principal consecuencia es la variación del brillo de las lámparas incandescentes, que causa molestia visual, y que produce cansancio.

El flicker es el resultado de pequeñas oscilaciones del valor eficaz o amplitud del voltaje en un rango menor al 10% del valor nominal; provocadas por el funcionamiento de cargas variables importantes como hornos de arco, equipos de soldadura, motores y otras; en rangos de frecuencia de 0Hz a 25Hz. Este disturbio produce fluctuación del flujo luminoso en las lámparas incandescentes, fluorescentes

³¹ TORRES, Horacio, y otros, *Energía Eléctrica un Producto con Calidad -CEL-*, Icontec, Bogotá-Colombia

y en lámparas de descarga, induciendo a su vez la impresión de inestabilidad en la sensación visual (efecto parpadeo visual).

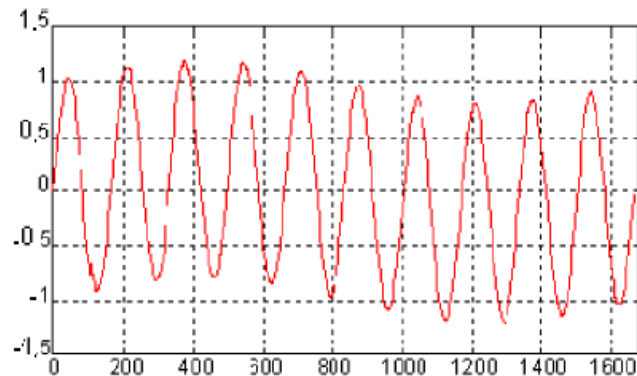


Figura 2.16. Curvas de flicker o parpadeo

En la gráfica se puede observar como varia la curva de tensión cuando hay presencia de flicker en la red, lo cual es perceptible por el ojo humano bajando la intensidad de luz en las lámparas incandescentes.

Principalmente el flicker es el resultado de:³²

1. Las variaciones de voltaje periódicas y rápidas que se deben a cargas, o conjunto de cargas, cuya utilización se caracteriza por una constante variación de su demanda de potencia como por ejemplo los hornos de arco y los equipos de soldadura.
2. Las variaciones bruscas de voltaje, en intervalos superiores a algunos segundos, que se producen de manera sistemática o errática. Estas variaciones se deben a puestas en marcha de cargas importantes como arranques de motores y maniobra de bancos de condensadores.
3. Una alimentación de la red con perturbaciones afecta en el funcionamiento del sistema de iluminación originando fluctuaciones perceptibles a la visión.

³² BEDÓN, Huaca, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 19

3.1.2.13 La lámparas fluorescentes con balastro ferromagnético tradicional, que han sido alimentados con perturbaciones reducen su vida útil, y al final de su vida pueden generar flicker cuando están asociados a un regulador.

2.4.1 Índice de Calidad³³

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; el mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0.1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (24)$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} , Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

2.4.2 Perturbadores³⁴

El horno de arco es el principal generador de flicker. Su normal funcionamiento provoca fluctuaciones de tensión, en particular en relación a la potencia de cortocircuito de la red: habitualmente su valor es del orden de decenas de MVA.

Las máquinas con par resistente alterno, o grupos de motores, con arranques y paros frecuentes con carga variable, así como los de los trenes de laminación, compresores, entre otros.

³³ REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*, Resolución 0116/01 CONELEC 23-v-2001

³⁴ BEDÓN, Huaca, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 20

Los tiristores de mando que se encienden durante periodos enteros, en regulación por tren de pulsos, y los tiempos de conducción son muy breves a frecuencias de algunos Hz, terminan ocasionando perturbaciones a la red.

Los ciclos repetitivos de soldadores por resistencia, a frecuencias comprendidas entre 0,1 y 1 Hz, originan perturbaciones en forma de oscilaciones bruscas de tensión.

2.4.3 Efectos del flicker³⁵

Es un fenómeno de origen fisiológico que provoca cansancio visual, nervioso y causa mayor molestia si ocurre frecuentemente y de manera cíclica. Puede ocasionar cefaleas, migrañas, ser causa de estrés y hasta llegar a ser un riesgo de salud, particularmente para las personas propensas a la epilepsia debido a que puede ocasionar crisis convulsivas.

Estas fluctuaciones pueden afectar el funcionamiento de equipos sensibles (sin llegar a daños irreparables), como lo son: sistemas digitales de control, electromedicina. PLC, instrumentación y otros.

Reducen la vida útil en los sistemas de iluminación, en especial en lámparas incandescentes y de descarga.

Los monitores y receptores de televisión tienen cierta sensibilidad a las fluctuaciones rápidas de tensión. Esto es distorsiones de imagen en las pantallas.

2.5 Factor de Potencia³⁶

La potencia entregada por una corriente senoidal está relacionada con el valor efectivo de la corriente, la potencia promedio consumida por una impedancia es

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta \quad (25)$$

³⁵ BEDÓN, Huaca, Mauricio Andrés, Op. Cit. p. 20

³⁶ DORF, Richard, C, *Circuitos eléctricos Introducción al Análisis y Diseño*, Alfaomega, Tercera Edición, México, 2000, p 590

Puesto que $V_{ef} = V_m/\sqrt{2}$ e $I_{ef} = I_m/\sqrt{2}$, se puede remplazar

$$P = V_{ef} I_{ef} \cos \theta \quad (26)$$

$$P = VI \cos \theta \quad (27)$$

Donde se usa $V = V_{ef}$ e $I = I_{ef}$, suprimiendo el subíndice “ef”, de efectivo. El producto VI se llama potencia aparente y tiene las unidades de volt-ampere (VA). Las empresas que suministran potencia eléctrica utilizan el cociente de la potencia promedio entre la aparente y el factor de potencia (fp):

$$fp = \frac{P}{S} = \cos \theta \quad (28)$$

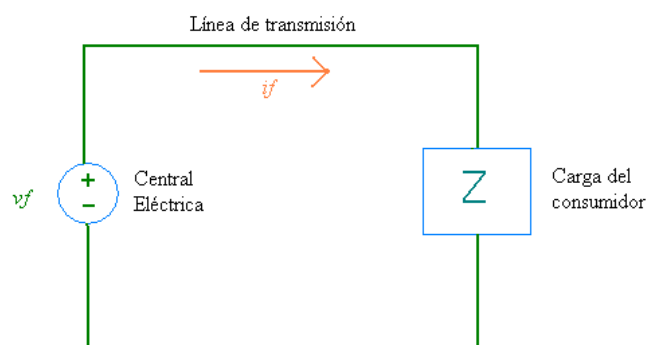
El ángulo θ suele llamarse ángulo del factor de potencia.

La compañía de suministro de electricidad desea tener un sistema eficiente para la transmisión y distribución de su potencia eléctrica al consumidor.

En la figura 2.17 se considera un diagrama unifilar como modelo entre la fuente de electricidad que suministra la empresa y la carga al consumidor.

Si la fuente de corriente es $i_f = I_m \cos \omega t$ y la impedancia de carga es $Z \angle \theta$, el voltaje fasorial es

$$V = I_m Z \angle \theta \quad (29)$$



Fuente: DORF, Richard, C, *Circuitos eléctricos Introducción al Análisis y Diseño*

Figura 2.17. Central eléctrica que suministra a una carga eléctrica del cliente.

Por lo tanto la potencia promedio es

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta \quad (30)$$

$$P = VI \cos \theta \quad (31)$$

Debido a que $V_{ef} = V_m/\sqrt{2}$ e $I_{ef} = I_m/\sqrt{2}$. Para una carga puramente resistiva, el ángulo θ es cero y el factor de potencia es la unidad. Un factor de potencia de 0.5 indica que el ángulo de 60° o de -60° .

Sin embargo, recuérdese que

$$Z_c = R + jX \quad (32)$$

y

$$\tan \theta = \frac{X}{R} \quad (33)$$

Cuando la carga es inductiva, el ángulo θ es positivo. Por el contrario, si la carga es capacitiva, el ángulo θ es negativo. Con mucha frecuencia que el caso inductivo, donde el ángulo es positivo, es de “retraso”, porque la corriente se retrasa respecto al voltaje. De manera similar, para el caso capacitivo, con un ángulo negativo, se define como “adelanto”. Se dice que para el caso inductivo tiene un factor de potencia retrasado y el caso capacitivo un factor de potencia adelantado. Desde luego, realmente el factor de potencia no se retrasa; es la corriente la que se retrasa o se adelanta respecto al voltaje.

“El requerimiento de potencia reactiva por lo común se ajusta mediante la instalación de condensadores de compensación situados en paralelo a la carga. Se puede mostrar que el valor de capacitancia necesario es:”³⁷

$$C = \frac{P(\tan \theta_{anterior} - \tan \theta_{nuevo})}{\omega V_{rms}^2} \quad (34)$$

Donde

P potencia actual

V_{rms} es el voltaje de la red

³⁷ HAYT, Willian, H, Jr. *Análisis de circuitos en ingeniería*, McGraw-Hill, Sexta edición, México, 2002, p 401

ω es la frecuencia,

$\theta_{anterior}$ es el ángulo de FP presente

θ_{nuevo} es el ángulo de FP esperado.

Comúnmente, el factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

El valor ideal del factor de potencia es 1, esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo.

Por el contrario, un factor de potencia menor a la unidad significa un mayor consumo de energía necesaria para producir un trabajo útil.

2.5.1 Tipos de potencia ³⁸

- La potencia *efectiva* o *real* es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.

Unidades: Watts (W)

Símbolo: P

$$P = VI \cos \theta \quad (35)$$

- La potencia *reactiva* es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores.

Unidades: VAR

Símbolo: Q

$$Q = VI \sin \theta \quad (36)$$

- La potencia *aparente* es la suma geométrica de las potencias efectiva y reactiva; es decir:

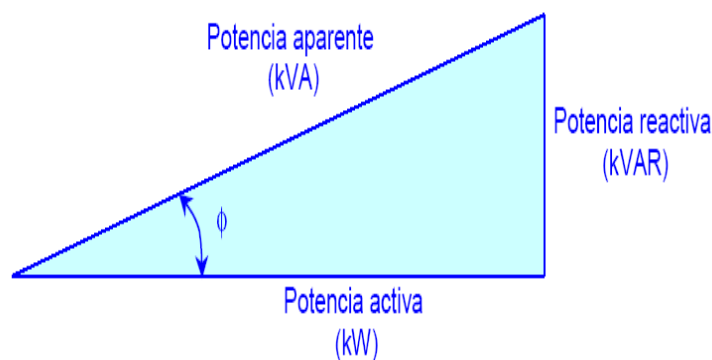
Unidades: VA

³⁸ <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

Símbolo: S

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (37)$$

2.5.2 El triángulo de potencias³⁹



Fuente: <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

Figura 2.18. Triángulo de Potencias

$$\cos \phi = \frac{P}{S} \quad (38)$$

Por lo tanto,

$$fp = \cos \phi = \frac{P}{S} \quad (39)$$

2.5.3 Índice de Calidad⁴⁰

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad por lo tanto debe ser sancionado por bajo factor de potencia.

Límite

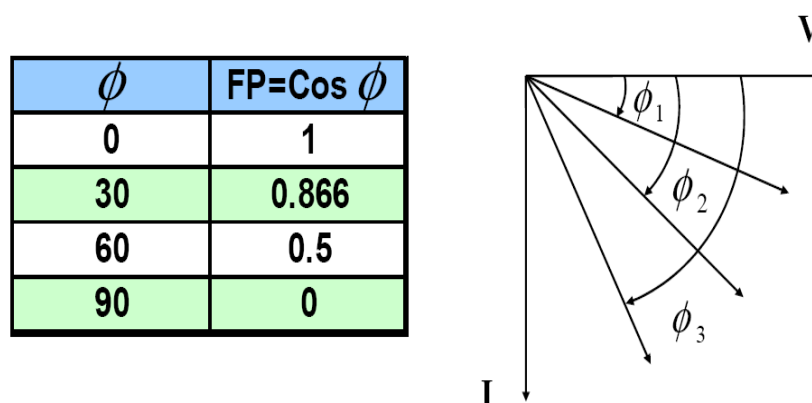
El límite establecido por el ente regulador es “El valor mínimo de 0,92”⁴¹.

³⁹ <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

⁴⁰ REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución*
Resolución 0116/01 CONELEC 23-v-2001

2.5.4 Causas para un bajo Factor de Potencia

Para producir un trabajo, las cargas eléctricas requieren de un cierto consumo de energía. Cuando este consumo es en su mayoría energía reactiva, el valor del ángulo ϕ se incrementa y disminuye el factor de potencia. Como se explica en la siguiente figura del Factor de Potencia vs ángulo.



Fuente: <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

Figura 2.19. Factor de Potencia vs Angulo

2.5.5 Efectos por un Bajo Factor de potencia⁴²

El factor de potencia es un indicativo del consumo que existe de potencia reactiva en referencia al consumo de potencia activa. Este consumo de potencia reactiva disminuye la vida útil de las instalaciones y equipos elevando así los costos.

Un gran problema para el consumidor que tiene bajo factor de potencia, es el aumento de las intensidades de corriente ya que se suman dos corrientes, una activa que hace el trabajo físico y otra reactiva encargada de generar el flujo electromagnético. Este flujo de corriente produce mayores pérdidas en los conductores, ya que las pérdidas son directamente proporcional al cuadrado de la corriente que circula por los conductores además se originan fuertes caídas de tensión.

⁴¹ REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución* Resolución 0116/01 CONELEC 23-v-2001

⁴² <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

Al circular una mayor corriente la temperatura de los conductores aumenta disminuyendo así su vida útil e inclusive aumenta la factura por consumo de energía eléctrica.

Sobrecarga de transformadores, generadores, provocan el envejecimiento prematuro, desde un punto de vista térmico, la sobrecarga se produce cuando la condición de equilibrio térmico en los máquinas, se establece a una temperatura tal que provoca la degradación de los dieléctricos y características técnicas de los conductores.

El distribuidor tiene que realizar una mayor inversión en equipos para aumentar su capacidad en kVA, y poder entregar esta energía reactiva adicional, debe utilizar conductores de mayor calibre en las líneas de transmisión y distribución así como transformadores de mayor potencia.

2.5.6 Beneficios por corregir el factor de potencia

Beneficios en los equipos:

- Disminución de las pérdidas en conductores.
- Reducción de las caídas de tensión.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- Incremento de la vida útil de las instalaciones.

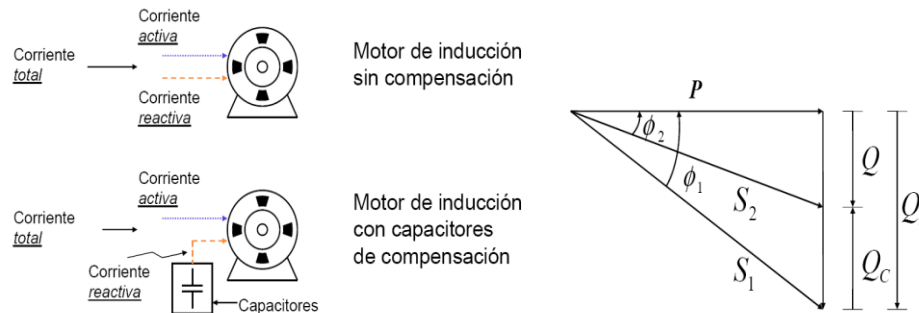
Beneficios económicos:

- Reducción de los costos por facturación eléctrica.
- Eliminación del cargo por bajo factor de potencia.

2.5.7 Compensación del factor de potencia

Las cargas inductivas requieren potencia reactiva para su funcionamiento:

- Esta demanda de reactivos se puede reducir e incluso anular si se colocan capacitores en paralelo con la carga.
- Cuando se reduce la potencia reactiva, se mejora el factor de potencia.



Fuente: <http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

Figura 2.20. Compensación del Factor de Potencia

En la figura anterior se tiene:

- Q_L es la demanda de reactivos de un motor y S_1 la potencia aparente correspondiente,
- Q_c el suministro de reactivos del capacitor de compensación,
- La compensación de reactivos no afecta el consumo de potencia activa, por lo que P es constante.
- Cuando se realiza la compensación con condensadores, el valor del ángulo ϕ_1 se reduce a ϕ_2
- La potencia aparente S_1 también disminuye, tomando el valor de S_2
- Al disminuir el valor del ángulo ϕ se incrementa el factor de potencia.

2.5.8 Métodos de compensación⁴³

En redes eléctricas, en las cuales se conectan y desconectan consumidores inductivos (ejemplo motores) el factor de potencia ($\cos\phi$) varía en cada maniobra.

Los tipos de compensación en paralelo más empleados son:

a) Compensación individual

⁴³ SIEMENS, Manual de baja tensión, p 493

- b) Compensación en grupo
- c) Compensación central

2.5.8.1 Compensación individual

En la compensación individual los condensadores se conectan directamente a los bornes de cada uno de los consumidores y junto con ellos se conectan a un aparato de maniobra común.

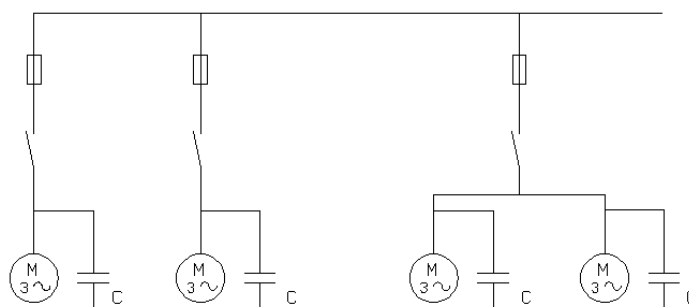
Aplicaciones y ventajas

- Los condensadores son instalados por cada carga inductiva.
- El arrancador para el motor sirve como un interruptor para el condensador.
- El uso de un arrancador proporciona control semiautomático para los condensadores.
- Los condensadores son puestos en servicio sólo cuando el motor está trabajando.

Desventajas

- El costo de varios condensadores por separado es mayor que el de un condensador individual de valor equivalente.
- Existe subutilización para aquellos condensadores que no son usados con frecuencia

Diagrama de conexión



Fuente: [Manual](#) de SIEMENS, Tipos de Compensación

Figura 2.21. Compensación Individual del Factor de Potencia

2.5.8.2 Compensación en grupo

En la compensación en grupo, la compensación se asigna a un grupo de consumidores. Estos consumidores pueden ser motores o bien lámparas fluorescentes que se conectan a la red en conjunto por medio de un contactor o interruptor automático.

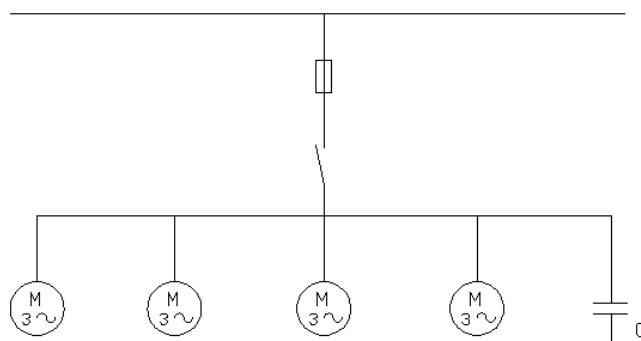
Aplicaciones y ventajas

- Se utiliza cuando se tiene un grupo de cargas inductivas de igual potencia y que operan simultáneamente.
- La compensación se hace por medio de un banco de condensadores en común.
- Los bancos de condensadores pueden ser instalados en el centro de control de motores.

Desventajas

- La sobrecarga no se reduce en las líneas de alimentación principales

Diagrama de conexión



Fuente: [Manual](#) de SIEMENS, Tipos de Compensación

Figura 2.22. Compensación en Grupo del Factor de Potencia

2.5.8.3 Compensación central

Para la compensación centralizada se emplean por lo general unidades automáticas de regulación de energía reactiva las que se conectan directamente a un tablero principal o secundario de distribución. Este es muy conveniente cuando se trata de instalaciones, donde se tiene conectado a la red un gran número de consumidores con diferentes potencias y tiempos de conexiones variables.

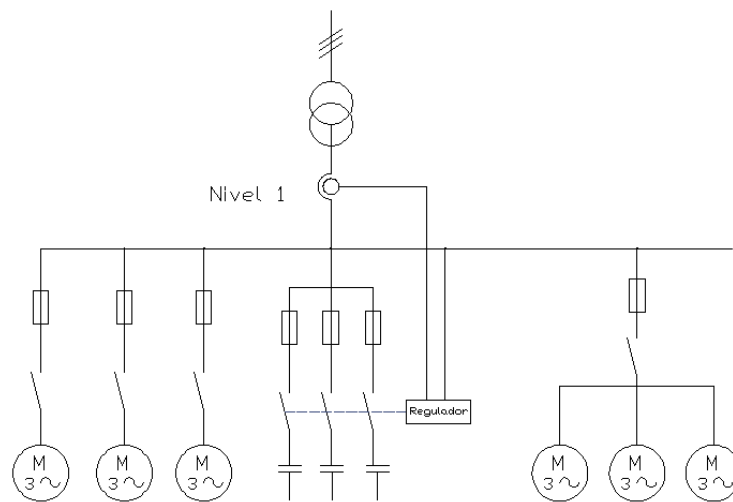
Características y ventajas

- La potencia reactiva suministrada por condensadores se ajusta por pasos al requerimiento de la potencia reactiva de los consumidores.
- Con frecuencia, en función del factor de simultaneidad la potencia reactiva capacitiva a instalar es menor que el caso de una compensación individual.
- Es la solución más general para corregir el factor de potencia.
- El banco de condensadores se conecta en la acometida de la instalación.
- Es de fácil supervisión.
- En este caso, el análisis de retorno de inversión del Filtro de Armónicas recae primordialmente en el ahorro por penalización por bajo factor de potencia comparándolo con la factura después de haberse instalado.

Desventajas

- Se requiere de un regulador automático del banco para compensar según la variación del factor de potencia sea originado por la red o por la carga.
- En esta compensación es que la corriente armónica (I_r) esta presente en toda la instalación, desde el nivel 1 hasta los receptores, por lo tanto las pérdidas por efecto joule en los cables no quedan disminuidas.
- Si el Filtro de factor de potencia es un bloque único y fijo, puede sobrecompensar en condiciones de baja carga, lo cual provocará una elevación de tensión de todo el sistema que puede dañar potencialmente al equipo eléctrico y electrónico.

Diagrama de conexión



Fuente: [Manual](#) de SIEMENS, Tipos de Compensación

Figura 2.23. Compensación Central del Factor de Potencia

CAPÍTULO 3

LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN EN LA MUESTRA

En este capítulo se da a conocer algunos conceptos básicos sobre muestreo, se determina el espacio muestral, la metodología adecuada para la obtención de la muestra, la metodología empleada en las visitas de campo.

Las mediciones de: voltaje, perturbaciones y factor de potencia, en los transformadores de distribución de la muestra.

3.4 Conceptos Básicos⁴⁴

Población o universo: se define como un conjunto de elementos, mediciones, que pueden ser finito o infinito, real o conceptual.

Elemento o unidad: puede ser una persona, familia, empresa, zona, animal u objeto.

Espacio muestral: es un listado, actualizado y revisado, de todos los elementos que constituyen la población que va a ser objeto de investigación. También puede ser un mapa o croquis con las unidades de selección plenamente identificadas.

Muestra o Investigación Parcial: se define como un conjunto de medidas pertenecientes a una parte de la población.

También es una parte de la población o subconjunto de elementos, que resulta de la aplicación de algún proceso, generalmente de selección aleatoria, con el objeto de investigar todas o parte de las características de estos elementos.

3.5 Distribución del espacio muestral y levantamiento de mediciones

Es muy importante señalar que todos los métodos de selección de muestras son inductivos, y por lo tanto, están sujetas a riesgo al momento de tratar de generalizar los casos, es decir, se trata de un razonamiento que va desde situaciones particulares hacia aspectos generales sin dejar de lado las características del grupo involucrado en

⁴⁴ MARTINEZ, Bencardino, Ciro, *Estadística y Muestreo* 12va Edición, Colombia, 2005, Capítulo 7

la investigación. De allí que se hace indispensable tener presente la metodología que se aplique para la investigación.

El propósito de limitar el espacio muestral radica en que se quiere extraer conclusiones y resultados válidos respecto a la calidad del producto que se entrega en el primario 53C de la Subestación Pérez Guerrero, dentro del área de concesión de la EEQ.

Es por ello que las mediciones a realizarse en los transformadores de distribución en bajo voltaje dando servicio a los diferentes clientes deben ser realizadas con equipos de medición con márgenes de errores mínimos (ya que estos equipos suelen descalibrarse luego de hacer algunas mediciones, por ello se los coloco recién calibrados) y que tengan un programa para la variación de tiempos válidos tanto para el presente proyecto como para la EEQ, ya que la misma presenta los informes de Calidad de Servicio Eléctrico al CONELEC con periodos de medición de 10 minutos de los diferentes parámetros analizados que se solicitan en la regulación No 004/01 del mismo ente regulador.

Adicionalmente las mediciones que se realicen de los parámetros de calidad serán exclusivamente en bajo voltaje como se señaló anteriormente, con ello se limita el universo de estudio de los transformadores de distribución, sin dejar de lado que se pueda acceder a una muestra suficientemente representativa con el fin de obtener una fuente estadística válida, justificada y que brinde confiabilidad al estudio.

3.5.1 Metodología del muestreo

Partiendo de hechos puntuales como son: tiempo, recursos económicos y disponibilidad de los equipos de medición; ha sido necesario adoptar métodos que se justifiquen de manera lógica, flexible y que se ajuste a los requerimientos del estudio, de tal forma que la cantidad seleccionada de transformadores a ser medidos no sea demasiado grande y que al final resulte un trabajo muy difícil de llevar a cabo, por otra parte que la selección sea de unos pocos transformadores en comparación con el total del universo de las características del proyecto y que al final el esfuerzo y tiempo dedicado al presente sirva para los propósitos establecidos.

Sin olvidar que se trata de equipos de medición de la EEQ se debe tener presente que la disponibilidad de los mismos es restringida ya que actualmente el Departamento de Control de Calidad del Producto de Pérdidas Técnicas, está a cargo de los equipos mencionados y adicionalmente dichos equipos son usados para mediciones propias de la EEQ que tienen mayor prioridad ante el estudio que se va a realizar.

Por otra parte se debe tener presente que la mayoría de los transformadores de distribución de toda la EEQ se encuentran instalados en la altura en estructuras que permiten la instalación de los mismos. En el caso puntual del primario 53C hay tanto transformadores de distribución aéreos como en cámaras de transformación.

En este punto y teniendo conocimiento de lo anterior, es necesario determinar el o los métodos de muestreo que mejor se ajusten, y además puesto que la inferencia estadística se formula con base en una muestra de objetos de la población de interés, el proceso por medio del cual se obtiene será aquel que asegure la selección de una buena muestra.

Existen métodos de muestreo que permiten determinar que el tamaño de la muestra esté relacionado a los parámetros de interés y que reflejen al total de la población, estos son:

- Método de Muestreo Aleatorio simple
- Método de Muestreo Aleatorio Estratificado
- Método de Muestreo con y sin remplazamiento
- Método de Muestreo Sistemático.

Los parámetros más comunes y que serán tomados en cuenta son:

Transformadores de distribución aéreos.

Transformadores de distribución que atiendan a clientes comerciales.

Transformadores de distribución que sean exclusivos (que alimenten a un solo cliente en baja tensión).

Con los parámetros mencionados, definitivamente el universo de estudio se hace más pequeño, sin embargo no se deja de lado los criterios anteriormente señalados con respecto a la validez del muestreo.

3.5.1.1 Método de Muestreo Aleatorio Simple⁴⁵

Este método adopta una muestra de n elementos, de una población de tamaño N , donde cada uno de los elementos tiene la misma probabilidad de ser escogida y que cumplen con una determinada característica común.

En éste método no se consideran los distintos estratos o grupos homogéneos que puedan existir dentro de la población.

Un procedimiento empleado para establecer los elementos que formarán parte de la muestra consiste en que una vez que se conoce el tamaño de la población N y el tamaño n de la muestra requerida, se determina un número entero k , a criterio del investigador, de modo que los elementos a adoptarse estarán definidos por: $1, 1+k, 1+2k, \dots, 1+(n-1)k$.

Otro método de selección muy usado es el que se desprende del uso de una tabla de números aleatorios, es común la utilización de tablas que muestran conjuntos de dígitos agrupados, tanto en sentido vertical como horizontal, de acuerdo a una selección aleatoria con repetición de una población de 10 dígitos (0-9), construida de tal manera que permita garantizar la aleatoriedad en la selección de las unidades.

La manera como se elabora una tabla, en la forma más elemental, consiste en numerar diez balitas, tarjetas o fichas de 0 a 9, se introducen en una urna y luego se sacan una a una, teniendo en cuenta que al extraer una, se lee, se anota el número y regresa a la urna, formando cifras de dos o más dígitos.

3.5.1.2 Método de muestreo aleatorio estratificado

En el diseño de una muestra, mediante el método aleatorio simple, se presentan varios inconvenientes cuando la población es bastante heterogénea o si está distribuida muy ampliamente; por lo tanto el número de consultas necesarias para obtener información confiable es alto, con el consiguiente aumento en el costo de la investigación y en el tiempo de ejecución.

Un procedimiento adoptado para superar estos problemas es el de formar una muestra estratificada y al azar. Según este método, la población de la que hay que

⁴⁵ MARTINEZ, Bencardino, Ciro, *Estadística y Muestreo*, 12va Edición, Colombia, 2005, Capítulo 13

extraer la muestra es subdividida en varios grupos, llamados estratos, cada uno de los cuales debe ser internamente homogéneo.

Mediante la selección aleatoria de los elementos, en cada uno de los estratos, se conformará la muestra. Dependiendo de la distribución o escogencia de los tamaños muestrales para cada estrato, puede aplicarse alguno de estos tres procedimientos:

- Afijación Igual o Asignación Igual: se da cuando los elementos quedan asignados o repartidos por igual en cada estrato muestral.
- Afijación Proporcional o Asignación Proporcional: los elementos se distribuyen en los estratos muestrales, en la misma proporción en que se distribuyen los elementos en la población.
- Afijación Óptima: cuando el tamaño, tanto de la muestra general como para cada uno de los estratos muestrales, depende del grado de variabilidad de la característica en cada estrato y del costo mínimo para una precisión dada.⁴⁶

3.5.1.3 Método de muestreo con y sin remplazamiento⁴⁷

Este método de muestreo se refiere de una manera didáctica como se indica a continuación: si se extrae un objeto de una urna, se tiene la alternativa de colocarlo o no en la urna antes de una segunda extracción. En el primer caso un objeto determinado puede seleccionarse una y otra vez, mientras que en segundo caso solamente puede seleccionarse una vez. Es decir, el muestreo donde cada miembro de una población puede seleccionarse más de una vez se llama muestreo con remplazamiento, mientras que si cada miembro no puede seleccionarse más de una vez se llama muestreo sin remplazamiento.

Con este precedente, una población finita por medio de la aplicación del muestreo con remplazamiento puede teóricamente considerarse infinita ya que pueden extraerse muestras de cualquier tamaño sin agotar la población. Es por eso que para el propósito de este proyecto se descarta la posibilidad de éste método.

⁴⁶ Tomado del Libro: *Técnica y Aplicación del Muestreo para Investigación de Carga*.

⁴⁷ Tomado de la Tesis: *Actualización de las Guías de Diseño de la Empresa Eléctrica Regional*

3.5.1.4 Método de Muestreo Sistemático⁴⁸

Más que un método de muestreo, es considerado como un método de selección, al que algunos denominan métodos de selección a intervalos regulares. Se aplica cuando la característica a investigar se encuentra ordenada de acuerdo al valor, tiempo, cantidad, etc.

De los cuatro métodos de muestreo, se escoge el método de muestreo aleatorio simple por cuanto es el método estadístico más cercano a los intereses del proyecto, es decir, se conoce el tamaño de la población, se puede determinar el tamaño de la muestra y todos los transformadores de distribución a ser estudiados tienen igual posibilidad de ser seleccionados; una característica estadística plenamente identificada no se usa debido a que éstas no pueden ser cuantificadas, por ello solo dependen de los parámetros mencionados anteriormente en éste literal.

3.5.2 Clasificación de los Estratos de Interés dentro del área de Concesión de la EEQ

Previo a realizar el muestreo aleatorio simple de los transformadores de distribución de interés para el estudio, es necesario establecer los estratos de acuerdo a los siguientes puntos que se considera los más relevantes.

De acuerdo a su ubicación en el universo: transformadores de distribución aéreos y cámaras de transformación.

La razón por la cual se toma en cuenta este último párrafo es porque en el primario 53C de la subestación Pérez Guerrero hay estos dos tipos de instalaciones aéreas y en cámaras de transformación.

La metodología para la estratificación de los transformadores de distribución se indica a continuación: por el tipo de estructura en la cual se encuentran instalados, y se detalla en la tabla 3.1:

⁴⁸ MARTINEZ Bencardino, Ciro, *Estadística y Muestreo*, 12va Edición, Colombia, 2005, Capítulo 13

Transformadores Aéreos según tipo de estructura				
Población	Codificación	Numero	Estructura	Potencia (kVA)
1	15092407	113940	MNT4	100
2	15092412	100111	MNT3	37,5
3	15092406	74055	MNT4	125
4	15092405	101486	MNT3	125
5	15092404	91001096	MNT3	10
6	15092403	1724	MNT4	75
7	15092402	2714	MNT4	60
8	15092415	31128	MNT4	50
9	1019539	6900	MNT3	25
10	15092417	4127	MNT3	10
11	2239774	32723	MNT4	160
12	15092414	26903	MNT4	30
13	614996	37247	MNT4	55
14	15091642	28789	MNT4	112,5
15	15091635	4781	MNT4	75
16	15091634	91004001	MNT4	45
17	15091633	34960	MNT4	150
18	1000109	162106	MNT4	50
19	1013880	24516	MNT4	100
20	937041	36937	MNT4	125
21	15091646	4068	MNT4	100
22	15091645	5564	MNT4	112,5
23	15091639	13416	MNT4	45
24	15091640	6676	MNT4	75
25	884146	5563	MNT4	112,5
26	15091636	100472	MNT4	30
27	15091637	91004035	MNT4	75
28	15091643	31673	MNT4	50

Tabla 3.1. Transformadores aéreos según estructura de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C

Donde:

MNT3: Transformador monofásico convencional en estructura RNA1, Capacidad 10-37.5 kVA, 6300 – 240/120 V.

MNT4: Transformador trifásico en plataforma, capacidad 45 (50)-125 kVA, 6300 – 210/121 V.

En la tabla 3.2 constan las cámaras de transformación existentes en el primario 53C de la Subestación Pérez Guerrero:

Cámaras de Transformación			
Población	Codificación	Potencia	
1	13208676	116029	S/N
2	853627	96003612	112
3	853626	19408	125
4	881106	15296	60
5	881107	2238	60
6	853620	101242	50
7	13085065	115252	S/N
8	881098	91003851	112
9	12266663	91014821	150
10	11477484	33382	50
11	881095	13418	250
12	881099	3600	45
13	881096	13419	150
14	881077	13755	75
15	11477619	13421	125
16	881100	99013944	75
17	13452427	S/N	S/N
18	881078	91004056	100
19	881101	92021054	75
20	881079	4093	100
21	881102	10324	100
22	881103	13921	160
23	13024400	90115353	100
24	881104	3582	150
25	881105	2316	90
26	13827827	S/N	S/N
27	13827814	163250	100
28	881093	26434	90

Tabla 3.2. (1/2) Cámaras de Transformación de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C

Cámaras de Transformación					
Población	Codificación	Numero			Potencia
29	881081		164481	91003715	175
30	881087			3715	112
31	881086			1582	90
32	881089			1971	250
33	881090			19484	100
34	881091	60001597	60001598	91013429	160
35	881113			1913	150
36	881953			1487	60
37	881112			3358	90
38	881111			S/N	S/N
39	13087574			S/N	S/N
40	881088			13424	225
41	881092			S/N	S/N
42	881084			S/N	S/N
43	881083			3727	45
44	881108			S/N	S/N
45	12266641			S/N	S/N
46	11440317			S/N	S/N
47	881592			S/N	S/N
48	12235324			60001596	75
49	881082		385	1673	272
50	881080		16637	10714	525

Tabla 3.2. (2/2) Cámaras de Transformación de la Subestación Pérez Guerrero del primario 53C

3.5.3 Selección de la muestra

El universo de interés viene a constituir los transformadores con montajes tipo MNT3 y MNT4 que corresponden a los transformadores de distribución aéreos.

Una vez que se han confirmado estos tipos de estructuras en el programa GIS de la EEQ.

Con los resultados de la tabla 3.1 se tiene que la población de interés está conformada por usuarios los mismos que pueden estar comprendidos para servicio residencial, industrial o comercial, y dado que la EEQ, no dispone de bases de datos tan detalladas, se procederá a seguir con el método de muestreo planteado.

Seleccionadas las muestras se hará visitas para confirmar que se trata de transformadores de distribución aéreos.

No se toma en cuenta cámaras de transformación ya que presentan un riesgo potencial para el equipo ya que son de fácil acceso para personas ajenas al estudio que podrían hurtarlo, el personal de la EEQ será el encargado de realizar las mediciones y prefieren hacerlas a transformadores aéreos adicionalmente que sean exclusivos ya que entregan los reportes técnicos al CONELEC tanto de transformadores de distribución como de clientes mensualmente.

3.5.4 Elección de los Transformadores de distribución.

Puesto que se cuenta con la ventaja de haber realizado las respectivas visitas de campo así como las debidas autorizaciones; la elección de los transformadores de distribución resulta más factible. Por lo tanto de los transformadores de distribución aéreos se escogerá la cantidad necesaria que proporcione veracidad y confiabilidad al estudio.

Una vez que se ha determinado que transformadores de distribución entran al estudio, es conveniente llevar algunas metodologías para el estudio de cada ítem de la tabla 3.1 tanto en las visitas de campo así como en la obtención de datos de las bases estadísticas de la EEQ.

De alguna forma estas metodologías han sido mencionadas anteriormente de manera implícita, ahora se señalan de una manera adecuada únicamente los pasos seguidos para optimizar principalmente el tiempo del personal de la EEQ, y de las personas involucradas en el proyecto.

3.5.4.1 Cálculos de las muestras

Para realizar el cálculo de las muestras a tomar se emplea como guía la tabla 3.1 donde se especifican la cantidad de transformadores existentes en el primario 53C de la subestación Pérez Guerrero hasta el momento del estudio, aplicando la siguiente fórmula:

$$n = \frac{N * Z_{\alpha}^2 * p * q}{Z_{\alpha}^2 * p * q + d^2 * (N - 1)} \quad (40)$$

Donde

n = tamaño de la muestra representativa que se desea obtener.

N = Tamaño de la población

Z_{α}^2 = Valor correspondiente a la distribución de Gauss (siendo α el nivel de confianza elegido).

p = proporción esperada

$q = 1 - p$

d = precisión ó error

Con la fórmula (40) anterior, se calcula las muestras de cuantos transformadores pueden representar a toda la población considerando algunos parámetros que en estadística están dadas como datos en tablas y se han considerado los más adecuados para el presente estudio.

Datos

$n = ?$

$N = 28$ transformadores aéreos

$Z_{\alpha}^2 = 1,64^2$ (si la seguridad es del 90%)

p = proporción esperada (en este caso 95% = 0,95)

$q = 1 - p$ (en este caso $1 - 0,05 = 0,95$)

d = precisión (en este caso deseamos un 15%) ó error.

$$n = \frac{N * Z_{\alpha}^2 * p * q}{Z_{\alpha}^2 * p * q + d^2 * (N - 1)}$$
$$n = \frac{28 * 1,64^2 * 0,95 * 0,05}{1,64^2 * 0,95 * 0,05 + 0,15^2 * (28 - 1)}$$
$$n = \frac{3,577168}{0,127756 + 0,0075}$$
$$n = 4,865$$

3.5.4.2 Metodología para las visitas de campo a los transformadores de distribución.

- Verificar que el acceso a los transformadores de distribución aéreos sea factible y se eviten toda clase de riesgos al personal que va a instalar el equipo y que el equipo a ser instalado no se exponga a ninguna clase de riesgo ajeno a las mediciones que se realizarán.
- Coordinar con el jefe del Proyecto de Pérdidas Técnicas de la EEQ en lo referente a la disposición de los equipos de medición.
- Confirmar las fechas de los periodos de medición de tal manera que haya una continuidad de las labores cotidianas en los transformadores de distribución a ser analizados (no días feriados ni festivos).

Calibrar a los equipos de medición en períodos de cinco minutos de esa forma los datos obtenidos sean válidos también para la misma EEQ, esto se debe a que los reportes estipulados en la Regulación 004/01 del CONELEC exige que los períodos de medición sean de diez minutos, por otra parte las facturaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de las Subestaciones de Distribución del Ecuador son hechas en periodos de medición de quince minutos, es decir, es lógico suponer que las mediciones en el lado de bajo voltaje de los transformadores del proyecto deban ser hechas en periodos de cinco minutos.

Por ello con mediciones de periodos de cinco minutos se puede fácilmente integrar a períodos de diez o quince minutos según sea el caso.

3.5.4.3 Metodología para la obtención de información de las bases de datos de la EEQ.

- Verificar en la base de datos denominada GIS las ubicaciones de los transformadores de distribución aéreos, de tal manera que el personal técnico pueda llegar al sitio de manera eficiente.
- Con esta planificación las mediciones en las cámaras de transformación se agilizaron de manera eficiente excepto por aquellos casos en que los equipos de

medición debían entrar en mantenimiento debido principalmente a causas de calibración.

Además no se contó con la eventual interrupción del suministro eléctrico por los racionamientos por estiaje a nivel nacional y por ende también en la EEQ, que se dió en algunos días, y solo en esos casos se procedió a realizar una nueva medición para poder validar los resultados con los propósitos del proyecto.

3.6 Características Principales de los Equipos de medición

En el Proyecto de Reducción de Pérdidas Técnicas de la E.E.Q se dispone de algunos modelos de equipos electrónicos de medición cuyas imágenes se indican en los figuras 3.1 y 3.2. Para el estudio se utilizó dos modelos que se describen sus características técnicas para información a continuación.

3.6.1 Registradores trifásicos de calidad eléctrica Serie 1740 FLUKE Memobox



Figura 3.1.- Equipo de medición Fluke 1744

Este tipo de registradores son compactos, robustos y fiables, los registradores trifásicos de calidad eléctrica de la Serie 1740 de Fluke se han diseñado para ser

instrumentos de uso diario de los técnicos encargados de analizar y solucionar los problemas relacionados con la calidad del suministro eléctrico. Capaces de registrar de forma simultánea hasta 500 parámetros durante 85 días y capturar eventos, estos registradores de la serie 1740 de Fluke le ayudarán a descubrir problemas intermitentes y difíciles de detectar relacionados con la calidad del suministro eléctrico.

Fluke 1743: Registrador a prueba de agua conforme a IP65 para el registro de los parámetros eléctricos más comunes, incluidos V, A, W, VA, VAR, factor de potencia, energía, parpadeo, eventos de tensión y distorsión armónica total (THD). Seleccione un modelo monofásico o trifásico en función de sus necesidades.

Fluke 1744: Incluye todas las características del Fluke 1743. Además de los parámetros eléctricos más comunes, el Fluke 1744 también mide los armónicos de tensión y corriente, interarmónicos, transmisión de señales, desequilibrios y frecuencia.

Datos técnicos

Medidas de tensión con una precisión de la tensión conforme a la clase A de la norma IEC61000-4-30 (0,1%)

Alimentación eléctrica: 88 V - 660 V CA

Seguridad: IEC/EN 61010-1 CAT III 600 V, CAT IV 300 V, grado de contaminación 2, doble aislamiento.

Accesorios y carcasa completamente aislados

Temperatura de trabajo: de 0 °C a 35 °C

Interfaz: RS 232, 9600...115.000 baudios; selección de velocidad en baudios automática; comunicación a 3 hilos

Tamaño (LxAxF): Fluke 1743/44:

170 mm x 125 mm x 55 mm

Fluke 1743/44: aprox. 2 kg

Garantía 2 años.⁴⁹

⁴⁹ Tomado de: *Manual de Usuario del equipo de medición Fluke serie 1740.*

3.6.2 Características Principales del Equipo de medición AEMC 3945-B⁵⁰



Figura 3.2.- Equipo de medición AEMC 3945

Es un equipo de medida para registrar los parámetros eléctricos del sistema, supervisión de la calidad de potencia y para monitorear perturbaciones.

Características:

- Medida de tensiones hasta VRMS 1000Vrms AC/DC
- Medición de las corrientes ARMS hasta 6500Arms (Dependiente del sensor)
- Código de color marcadores de entrada incluidos
- Medición directa de corriente y voltaje neutro
- Medida de la frecuencia (40 a 69Hz sistemas)
- Registro de datos y la tendencia de pantalla muy rápidamente, una vez por 25 variables por segundo durante un mes durante un máximo de 25 variables
- Detección de transitorios en todos los V
- Medición de arranque de corriente
- Cálculo de Factores de cresta para V y A
- Cálculo de la K-Factor para los transformadores
- Cálculo de flicker a corto plazo
- Cálculo de la fase de desequilibrio de tensión
- Armónico para voltaje, fundamental o RMS de tensión, corriente o potencia, hasta el orden 50 armónico

⁵⁰ Tomado del manual de usuario del equipo de medición AEMC 3945-B

- Muestra de la secuencia armónica y dirección y el cálculo de los armónicos en general.
- Real visualización de la hora de los diagramas de fasores incluidos los valores y los ángulos de fase.
- Supervisa el valor medio de cualquier parámetro, calculado para un período comprendido entre el 1 segundo a 2 horas.
- Medición de potencia activa, reactiva, aparente, potencia total por fase y su respectiva suma total.
- Cálculo del factor de potencia, el desplazamiento de energía.
- Grabación, sellado de tiempo y caracterización de perturbación.
- 2 GB de memoria interna Registro de tendencias, alarmas, Foto y recuerdos transitorios por separado.
- La comunicación la realiza con RS-232 de rendimiento ópticamente aislado bidireccional para transferir los datos a un PC.

CAPITULO 4

ANÁLISIS TECNICO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

En este capítulo se van a realizar los análisis técnicos de la calidad del producto, para cada uno de los transformadores y medidores, mediante el analizador de potencia trifásico marca AEMC 3945-B del primario 53C de la subestación Pérez Guerrero, los mismos que fueron seleccionados en el capítulo de selección de muestras, los datos del equipo antes mencionado fueron proporcionados por el departamento de la Calidad del Producto de la EEQ, y donde se comparan los resultados con la regulación 004/01 del CONELEC para ver si cumplen con la regulación o no, los datos de las mediciones se encuentran en el (anexo 6).

4.1. TRANSFORMADOR # 100111

Las mediciones en este transformador fueron realizadas entre el día viernes 15 de enero del 2010 desde las 11:00 a.m. Hasta el día 22 de enero del mismo año hasta las 8:00 a.m. Con el analizador de potencia AEMC 3945-B, este transformador se encuentra ubicado entre las calles Mosquera Narváez y Av. 10 de Agosto, el número del transformador es 100111, la estructura es MNT3, de propiedad del cliente, con un voltaje en MT de 6300 V y en voltaje BT 240/120 V, monofásico y una potencia de 37,5 kVA



Figura. 4.1. Ubicación geográfica del transformador.

Análisis de voltaje

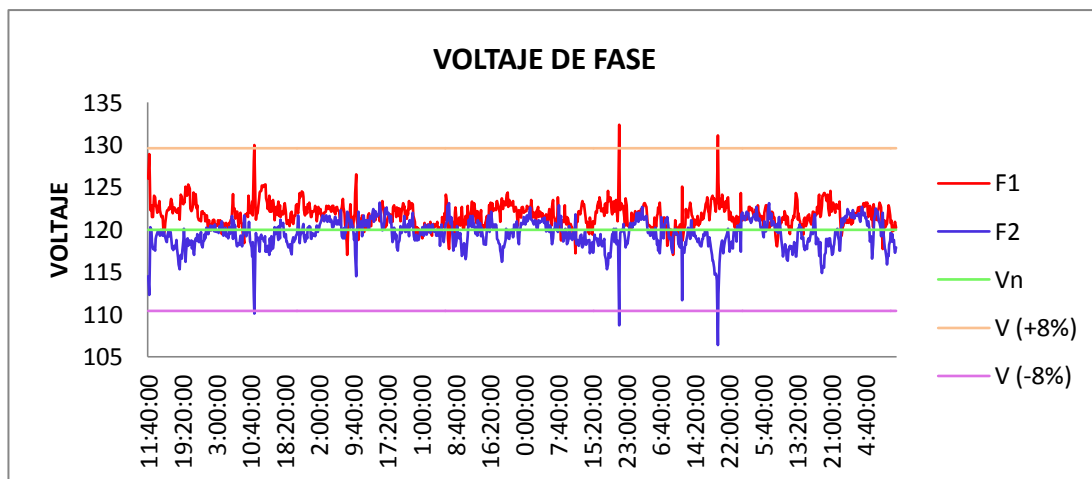


Figura. 4.2. Curvas del voltaje de fase.

En la figura se representan las curvas de voltaje en las fases F1 y F2 del transformador en el eje Y, además las curvas del máximo y el mínimo valor con relación al voltaje nominal, mientras que en el eje X el periodo de los siete días, donde se aprecia que supera los rangos permitidos de $\pm 8\%$ en las zonas urbanas pero no excede el 5% de las mediciones o las ocho horas en el periodo de los siete días, por lo tanto se encuentra dentro de los parámetros que exige el ente regulador.

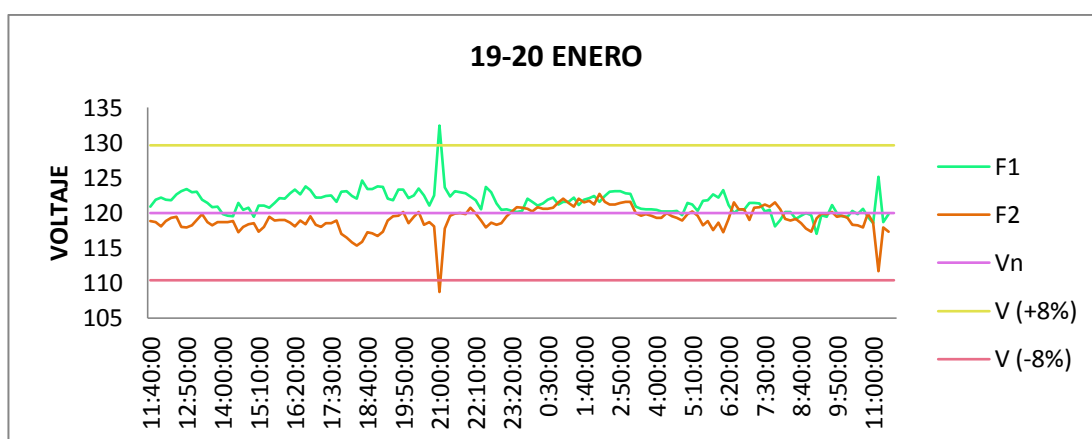


Figura. 4.3. Curvas de voltaje 19 de enero.

En la figura 4.3 del día 19 de enero a las 21:00 h el voltaje excedió el rango permitido por el ente regulador de $\pm 8\%$, por un periodo corto y se normalizó en seguida por lo tanto no excedió la regulación del CONELEC. Además a las 21 h aproximadamente hubo una sobrecarga que hace que se produzca una caída de tensión.

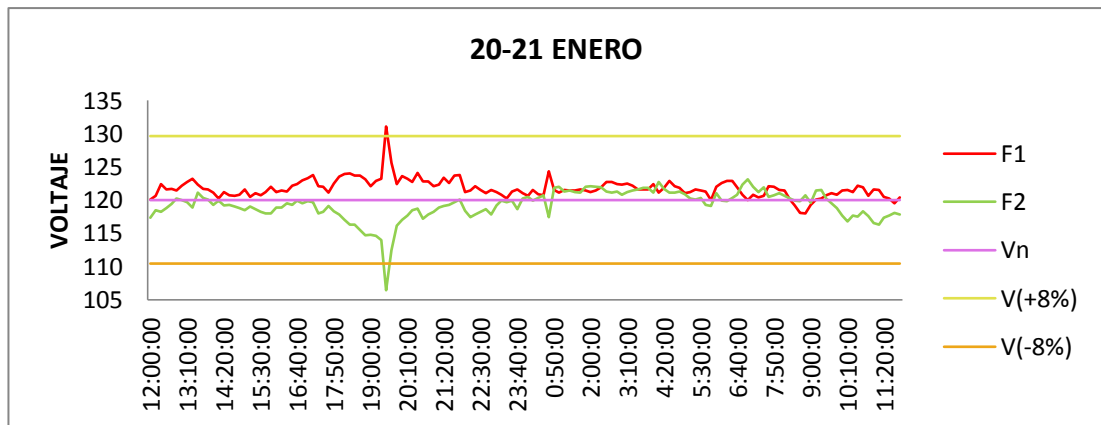


Figura. 4.4. Curvas de voltaje 20 de enero.

El día 20 de enero a las 7:30 p.m. se puede observar que de la misma manera se produjo una sobrecarga, el voltaje en las fases F1, F2 excedió el rango permitido de $\pm 8\%$ por un periodo corto y se normalizó en seguida, por lo tanto no supero el 5% de las mediciones en los siete días.

Por lo tanto se deduce que se producen cambios brusco en el voltaje, para poder corregir este fenomeno se procedera ha equilibrar las cargas, lo que implica un mínimo costo de inversión.

Análisis de Flicker o Pst

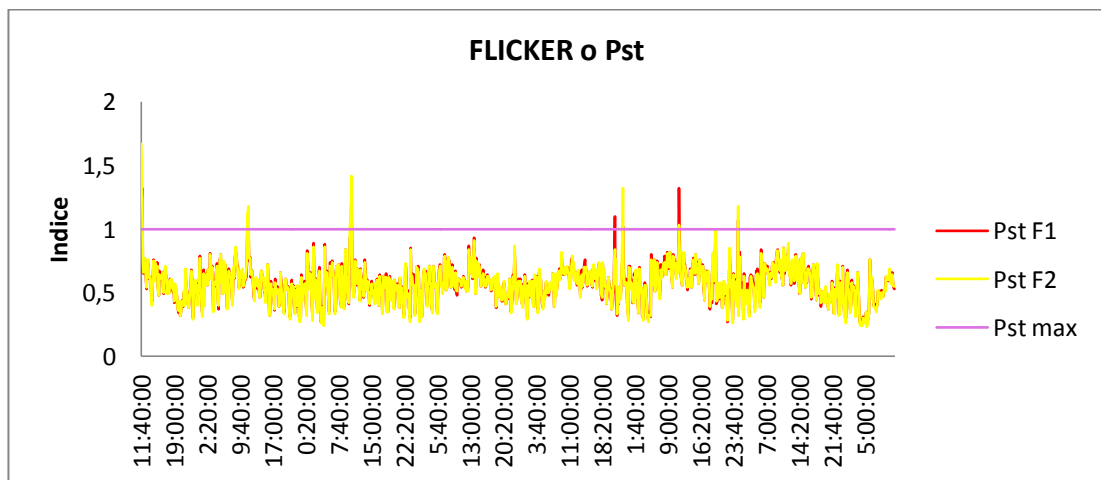


Figura. 4.5. Curvas de flicker.

En la figura 4.5 se representan las curvas de efectos flicker o Pst, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y mientras tanto en el eje Y, se representa el

índice y como resultado de las mediciones se puede apreciar que por un periodo de 20 minutos ó un porcentaje del 1,19%, por cada fase F1, F2 sobrepasan el límite, sin embargo no supera los límites establecidos por el CONELEC donde el máximo permitido es la unidad o las 8 horas durante el periodo de medición.

Al momento de realizar los cambios bruscos de cargas se producen este fenómeno flicker, por lo que se pretende disminuir con el equilibrio de las cargas.

Otra manera de corregir este fenómeno sería realizando los arranques en los motores con corrientes bajas para disminuir este fenómeno flicker.

Análisis de Factor de Potencia

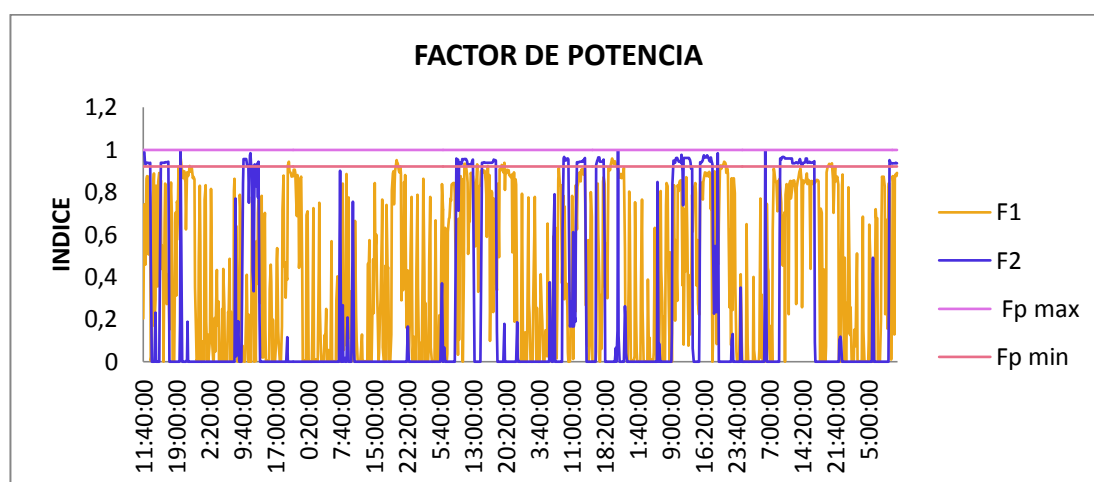


Figura. 4.6. Curvas del factor de potencia.

En esta figura 4.6 se representa la curvas del factor de potencia de las fases F1 y F2, además el factor de potencia (FP) de los valores mínimo (Mín) y máximo (Máx) que consta en la regulación del CONELEC, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y mientras que en el eje Y, se indica los valores del índice que establece el ente regulador, los resultados de las curvas es que se encuentran fuera de los rangos establecidos por el ente regulador, por lo tanto se debe realizar las correcciones para disminuir el FP.

En este transformador predomina la carga inductiva lo que hace que el FP tienda a ser variable para lo cual se procede a realizar los cálculos para corregir el FP aplicando la formula (28).

DESCRIPCION	POTENCIA	FACTOR DE POTENCIA
MAXIMO	6008,4523	0,985
PROMEDIO	1025,2862	0,7656
MINIMO	0	0

Tabla 4.1. Datos del transformador # 100111 de potencia y factor de potencia

Datos técnicos

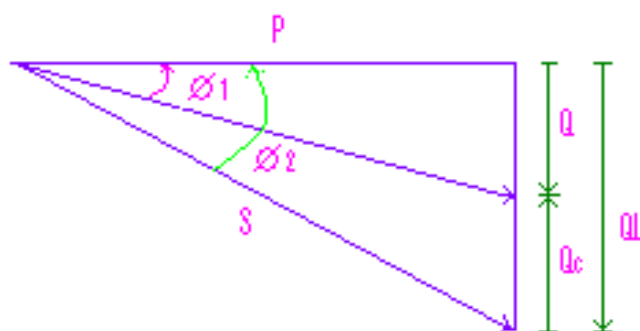
$P_{\text{máx}} = 6,008 \text{ kW}$

$V_1 = 6300 \text{ V}$

$V_2 = 240/120 \text{ V}$

$\cos\phi_1 = 0,95 = 18,19^\circ$

$\cos\phi_2 = 0,765 = 40,09^\circ$



Cálculo para $\cos\phi_2 = 0,765$

$$Q_L = P \times \tan\phi_2$$

$$Q_L = 6,008 \times 0,842$$

$$Q_L = 5,06 \text{ kVAR}$$

Cálculo para $\cos\phi_1 = 0,95$

$$Q = P \times \tan\phi_1$$

$$Q = 6,008 \times 0,328$$

$$Q = 1,97 \text{ kVAR}$$

Cálculo del capacitor

$$Q_c = Q_l - Q$$
$$Q_c = 5,06 - 1,97$$
$$Q_c = 3,09 \text{ kVAR}$$

Con este cálculo se ha cotizado cuatro capacitores individuales monofásicos equivalentes a 0,83 kVAR con control automático y elementos de medición de tal manera que si detecta un bajo factor de potencia inmediatamente lo corrija, para efectos de cálculo se verá en el siguiente capítulo de análisis de costos.

Análisis de armónicos

Los armónicos en este transformador se detallan a continuación de acuerdo al orden del armónico existente.

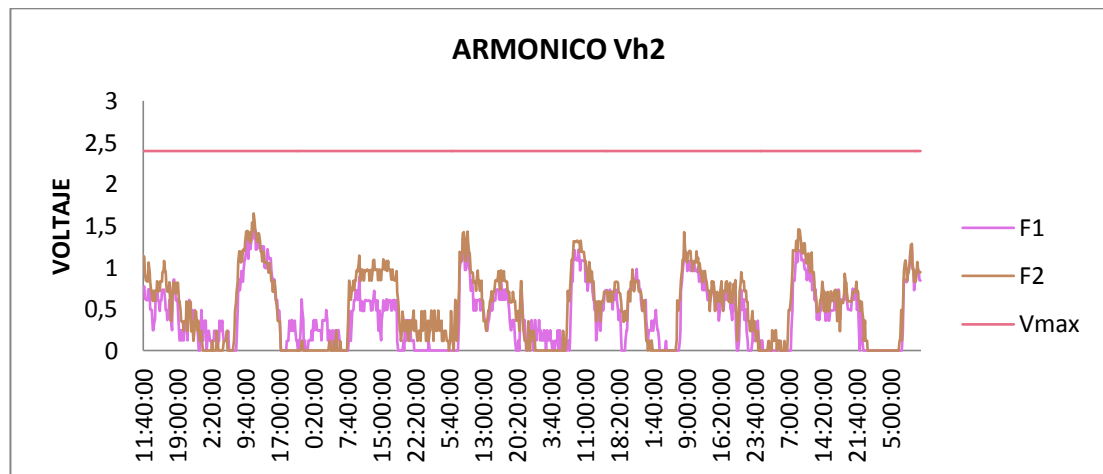


Figura. 4.7. Curvas del armónico 2 de voltaje.

En la figura 4.7 se representa la curva del armónico de voltaje de orden 2, en el eje X, se representa el periodo de medición de los siete días, mientras que en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en este transformador el armónico de orden 2 en F1, F2 se encuentra dentro de los parametros establecidos por el CONELEC donde el máximo índice es del 2% del voltasje nominal o el equivalente a 2,4V.

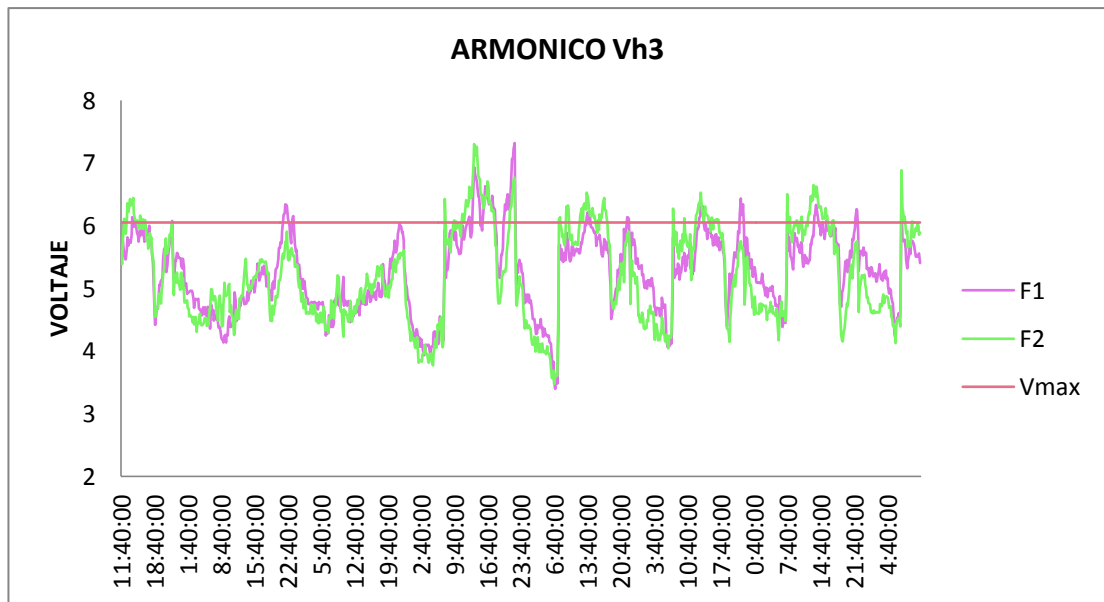


Figura. 4.8. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.8 se representa las curvas de los armónicos de voltaje de orden 3, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, y mientras en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en F1 hay un periodo de 23,5 horas lo que representa un porcentaje de 13,98%, y en la F2 con un periodo de 32 horas dando un porcentaje de 19,04%, donde se puede observar que las mediciones en el periodo de los siete días superan el 5% del V_n , o las ocho horas de lo recomendado por el CONELEC lo que incumple con la regulación.

Por lo que se concluye que se debe realizar la corrección de este armónico con el equipo PQFK para mejorar la calidad del producto y disminuir los efectos dañinos para los equipos eléctricos que estan conectados en este trasformador, además estos cálculos los detallaremos en el capítulo siguiente.

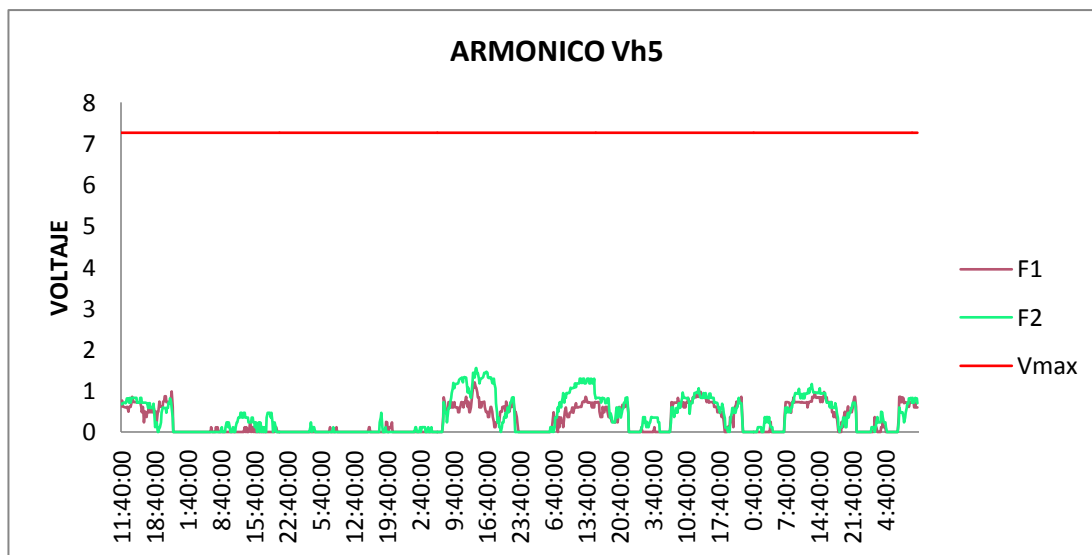


Figura. 4.9. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.9 se representa el armónico de voltaje de orden 5, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, y mientras en el eje Y, se representa el voltaje armónico, tanto de F1, F2 además del valor máximo permitido por el CONELEC, para este orden el valor no debe sobrepasar el 6% del voltaje nominal o el equivalente a 7,26V, como podemos apreciar los resultados de las curvas se encuentran dentro del rango establecido por el ente regulador.

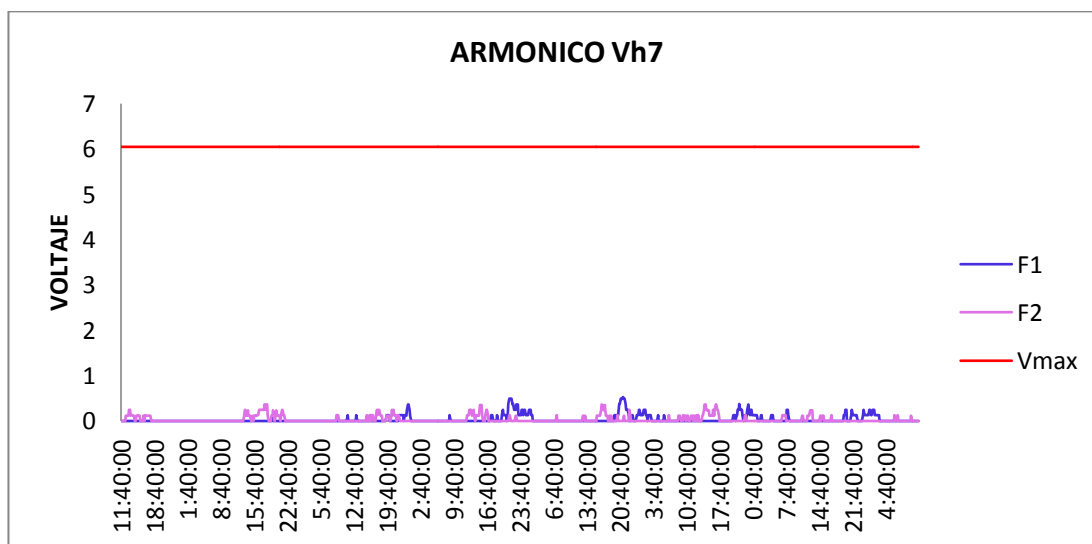


Figura. 4.10. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.10 se representa el armónico de voltaje de orden 7, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, y mientras en el eje Y, se representa el voltaje armónico, de las fases F1, F2 y además el valor máximo permitido por el ente regulador, para este orden de armónico el máximo índice es del 5% del voltaje nominal o el equivalente a 6,05V, y se observa que las curvas de este tipo de armónico se encuentra dentro del rango establecido.

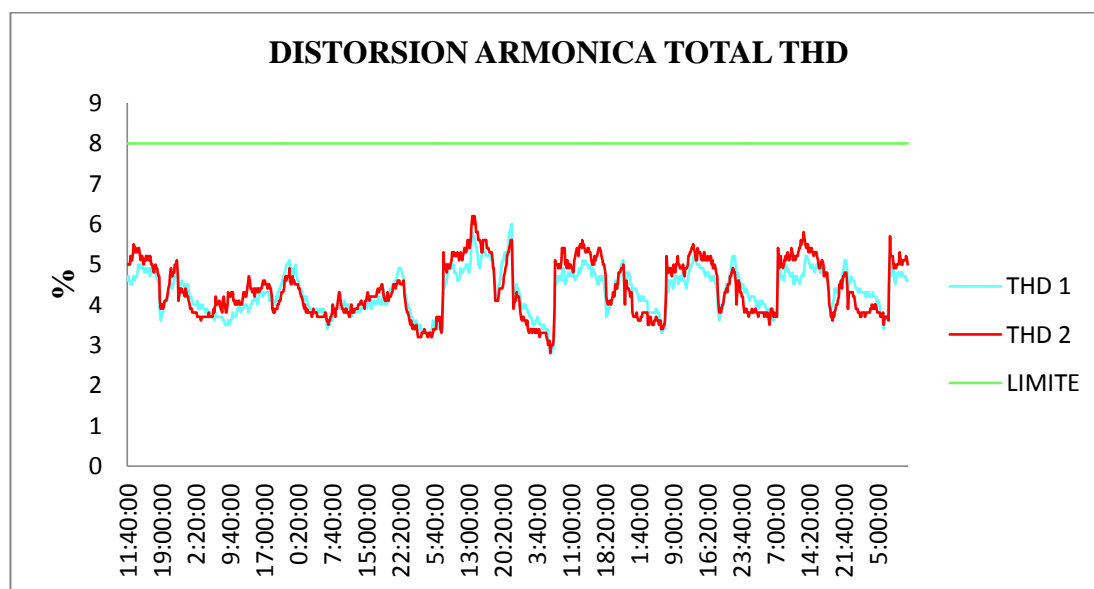


Figura. 4.11. Curvas de distorsión armónica total

En ésta figura se representa la distorsión armónica total de las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el porcentaje máximo permitido por el ente regulador para el THD es del 8%, donde se aprecia que este valor se encuentran dentro de lo permitido.

El THD total no incumple la regulación, pero si se analizan individual el armonico 3 afecta tanto a la calidad del producto como a la vida útil del transformador e instalaciones.

4.2. TRANSFORMADOR # 113940

Las mediciones fueron realizadas entre el día viernes 14 de enero del 2010 desde las 11:50 a.m. Hasta el día 21 de enero del mismo año hasta las 8:50 a.m. Con el analizador de potencia FLUKE 1744. Este transformador se encuentra ubicado entre las calles Ulloa y Mosquera Narváez, el número del transformador es 113940, la estructura es MNT4, de propiedad de la Empresa Eléctrica, con un voltaje en MT de 6300V y en voltaje BT 210/121V, de tipo trifásico y una potencia de 30 kVA, además en esta red que cubre este transformador se realizaron las mediciones en el medidor monofásico # 154375-ISK-AM de un cliente.

Análisis de armónicos en el transformador

Los armónicos que registro el analizador de potencia FLUKE 1744. durante el periodo de los siete días que se instaló en esta red son las siguientes mediciones.

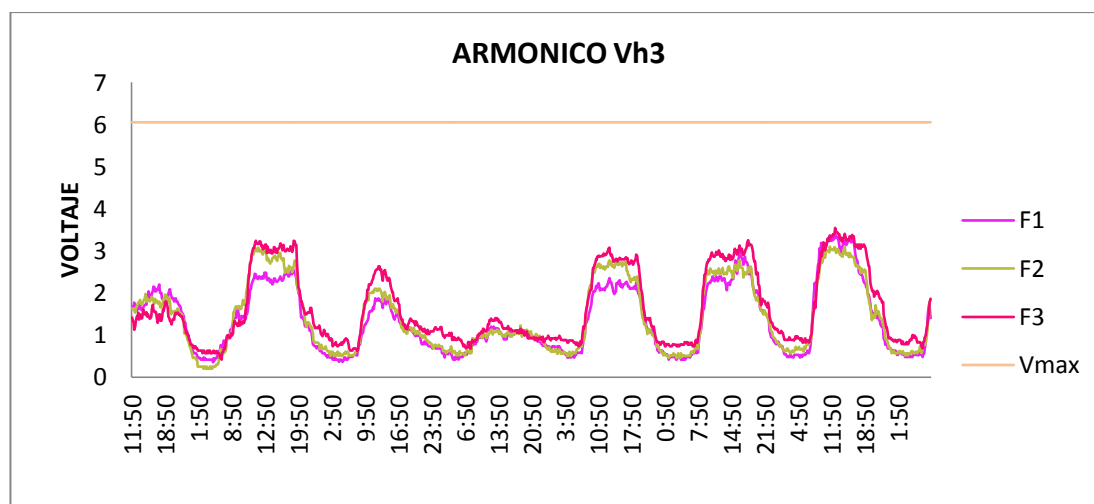


Figura. 4.12. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.12 se representan las curvas de los armónicos de voltaje de orden 3, en las fases F1, F2, F3 y el Vmáx que establece el ente regulador. El periodo de los siete días se representa en el eje X, mientras que en el eje Y, se representa los valores de voltaje máximo permitido por el ente regulador, para este tipo de armónico el valor no debe superar los 5% o el equivalente a 6,05V.

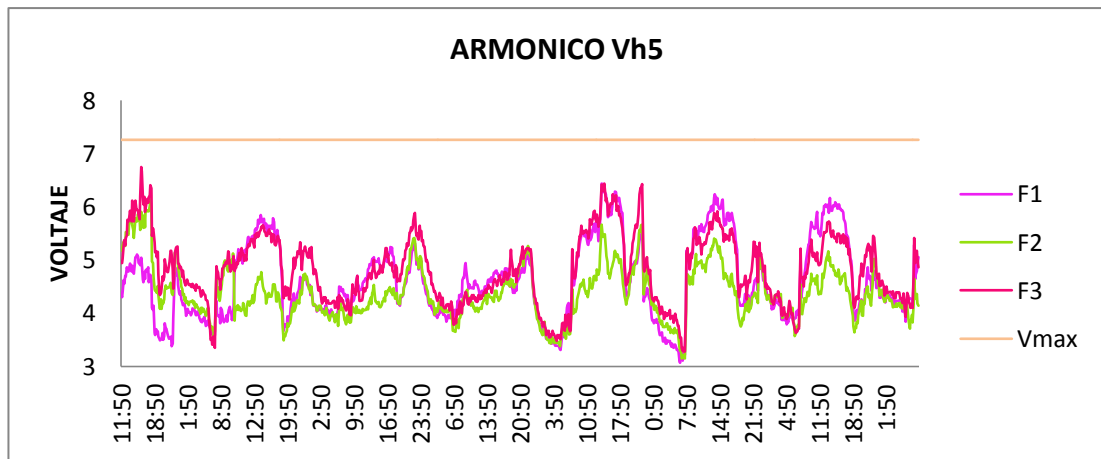


Figura. 4.13. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.13 se representan las curvas de los armónicos de voltaje de orden 5, en las fases F1, F2, F3 y el Vmáx que establece el ente regulador. El periodo de los siete días se representa en el eje X, mientras que en el eje Y, se representa los valores de voltaje máximo permitido por el ente regulador, para este tipo de armónico el valor no debe superar los 6% o el equivalente a 7,26V.

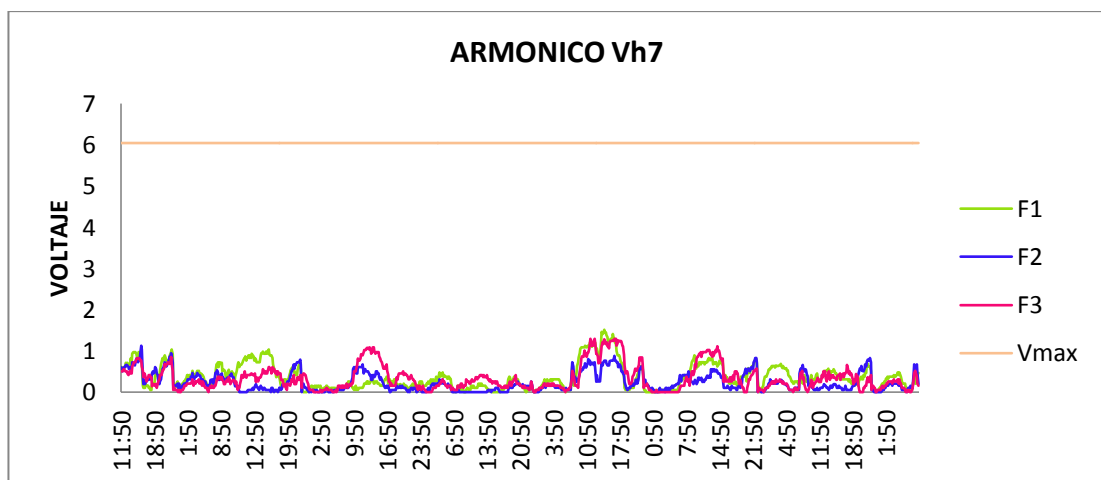


Figura. 4.14. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.14 se representa las curvas del armónico de orden 7, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, el voltaje armónico, en las fases F1, F2 y F3, el valor máximo permitido por el CONELEC es de 5% o el equivalente a 6,05V, los resultados de estas curvas es que se encuentran dentro de los rangos establecidos por el ente regulador.

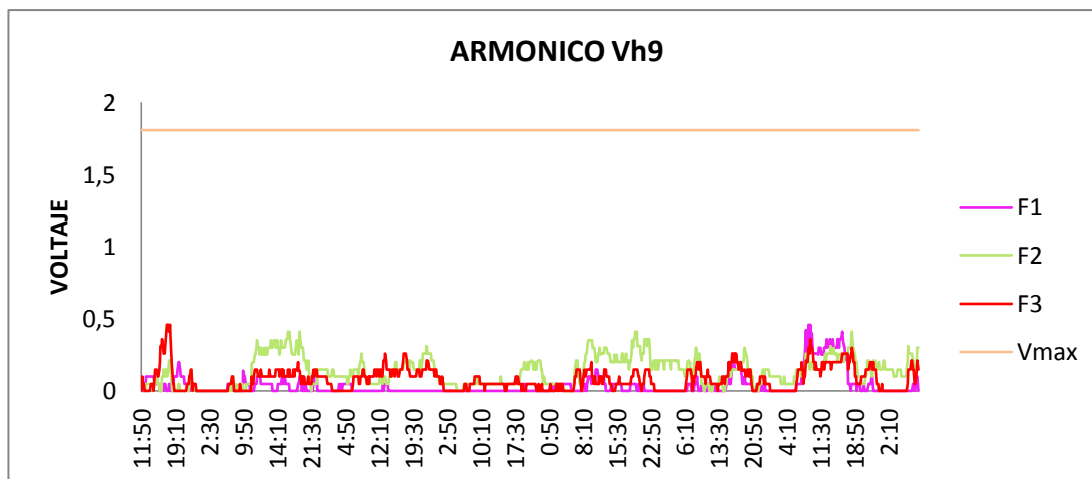


Figura. 4.15. Curvas del armónico 9 de voltaje.

En la figura 4.15 se representa las curvas de los armónico de voltaje de orden 9, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, mientras que en el eje Y se representa los armónicos en las fases F1, F2, F3, y además el valor máximo permitido por el ente regulador donde es de 1,5% o el equivalente a 1,81V, los resultados de las mediciones es que se encuentras las curvas de cada fase dentro de los rangos establecidos por el CONELEC.

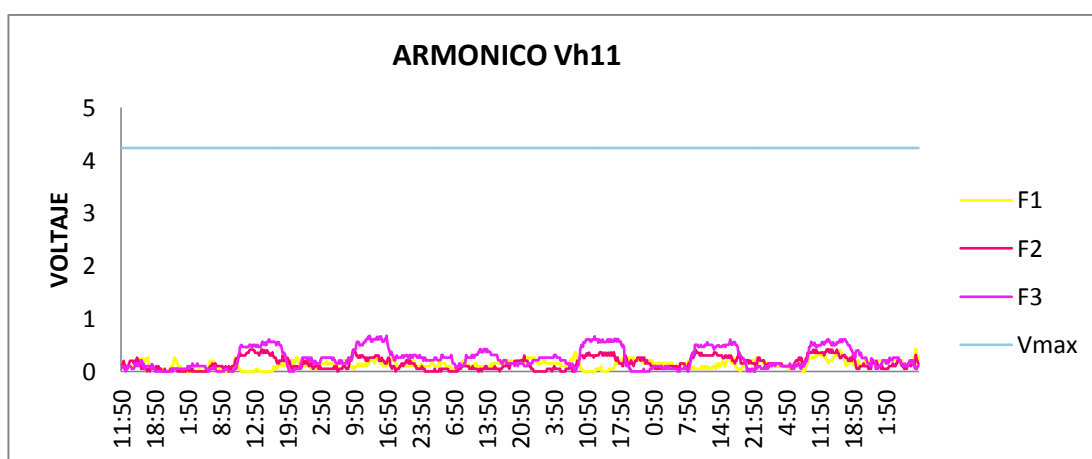


Figura. 4.16. Curvas del armónico 11 de voltaje.

En la figura 4.16 se representa las curvas del armónico de voltaje de orden 11, en el eje X, se representa el periodo de los siete días mientras que en el eje Y, se representa los armónicos, en las fases F1, F2, F3 además del valor máximo permitido por el CONELEC el valor es de 3,5% o el equivalente a 4,23V, las curvas de las fases se encuentran dentro del rango establecido por el ente regulador.

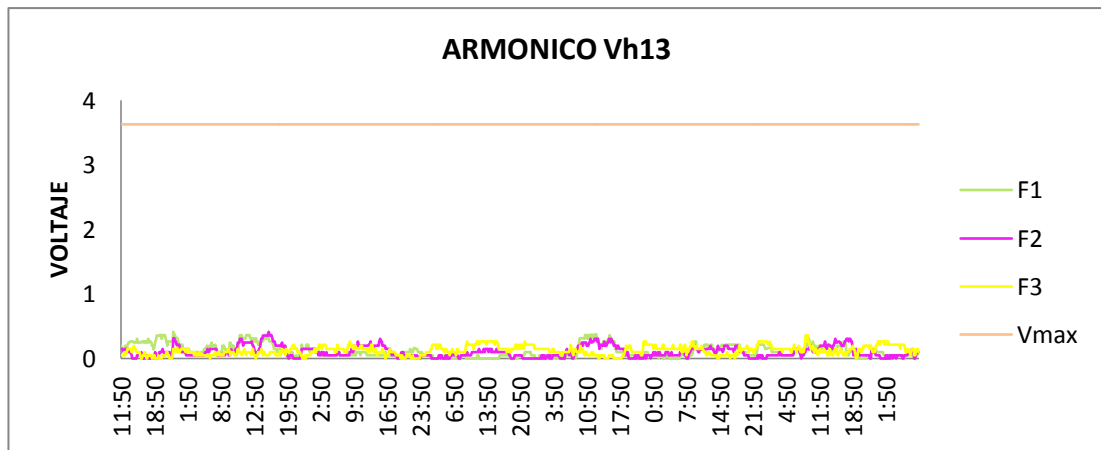


Figura. 4.17. Curvas del armónico 13 de voltaje.

En la figura 4.17 se representa las curvas del armónico de orden 13, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, los armónicos. En las fases F1, F2, F3, además el valor máximo permitido por el ente regulador, es de 3% o el equivalente a 3,63V, y se puede observar que las curvas se encuentran dentro del rango permitido.

Análisis de calidad del producto en el medidor

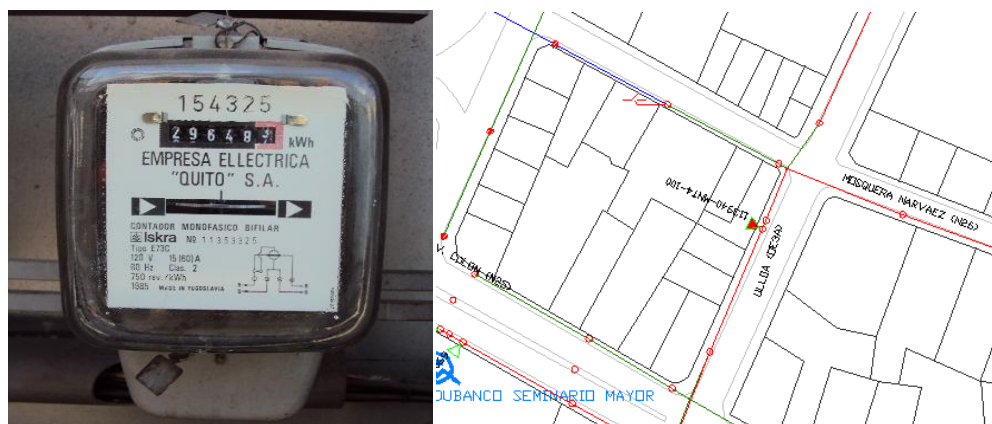


Figura. 4.18. Ubicación geográfica del medidor.

Este medidor se encuentra localizado en la red que distribuye el transformador antes mencionado donde se le realizaron las mediciones para la calidad del producto del factor de potencia, voltaje, armónicos, y flicker.

Análisis de voltaje

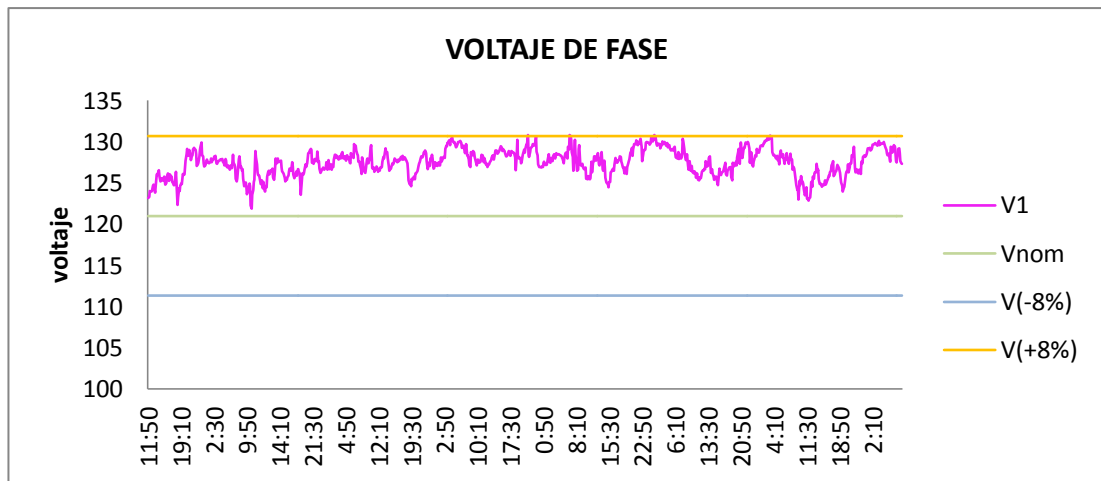


Figura. 4.19. Curvas del voltaje de fase.

En la figura 4.19 se representa la curva del voltaje de fase que recibe el medidor, en el eje X se representa el periodo de medición de los siete días y en el eje Y, el voltaje de fase, además se grafican los valores máximo y mínimo para el sector urbano que es $\pm 8\%$ del voltaje nominal.

Análisis del factor de potencia

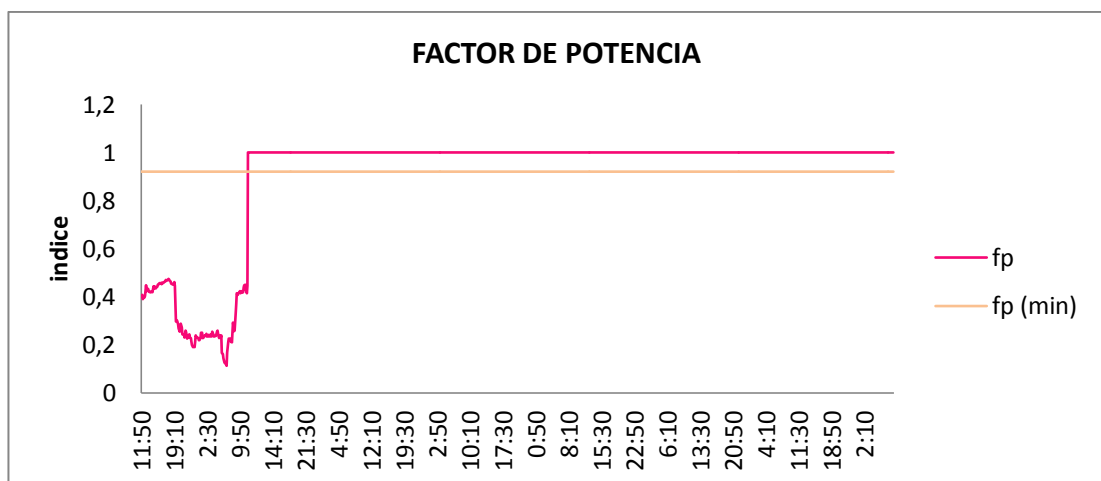


Figura. 4.20. Curvas del factor de potencia.

En la figura 4.20 se puede apreciar la curva con los datos obtenidos por el analizador de potencia FLUKE 1744. En el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, el índice del factor de potencia, el factor mínimo es de 0,92 si este factor disminuye es causal de penalización por bajo factor de potencia.

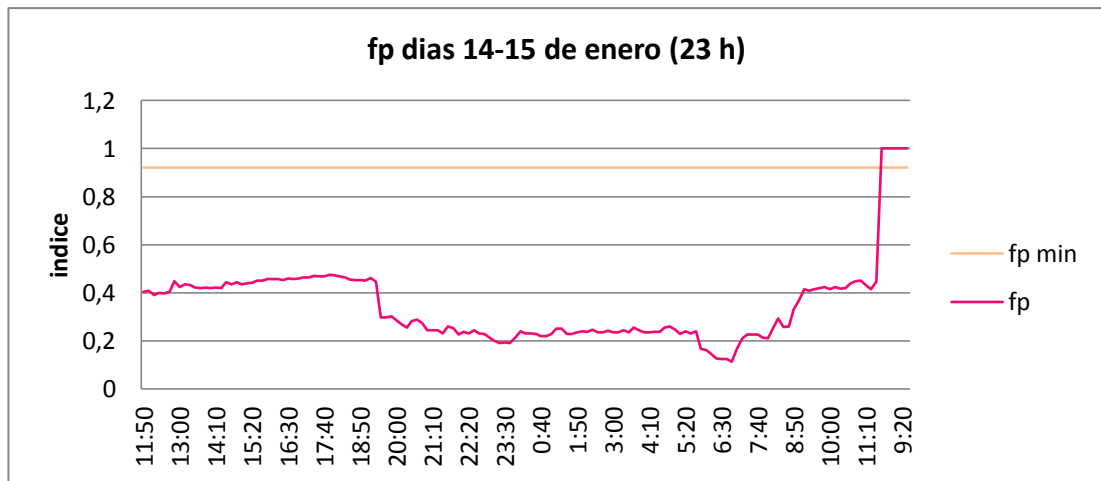


Figura. 4.21. Curvas del factor de potencia días 14-15 enero.

En la figura 4.21 se puede ver el periodo del factor de potencia que está fuera del rango permitido por el CONELEC, supera el periodo de las ocho horas ó el 5% de las mediciones, en este caso el periodo que estuvo con un bajo factor de potencia en un aproximado de 23 horas equivalente al 13,69% donde este índice es superior al antes indicado, por lo tanto es causal de penalización por bajo factor de potencia.

Pero ésta penalización solo se llevaría a cabo si hubiese un equipo que detecte como se trata de un medidor electromecánico que difícilmente se puede medir, peormente que registre estos fenómenos, por lo tanto este usuario no sería penalizado, pero si está afectando al resto de la red.

Análisis del Flicker o Pst

En la figura 4.22 se representa la curva del flicker tomado de los valores del analizador de potencia AEMC 3945-B, además el índice máximo establecido por el ente regulador, en el eje X se representa el periodo de los siete días, mientras que en el eje Y, el valor del índice, por lo tanto la curva del flicker se encuentra dentro del rango establecido.

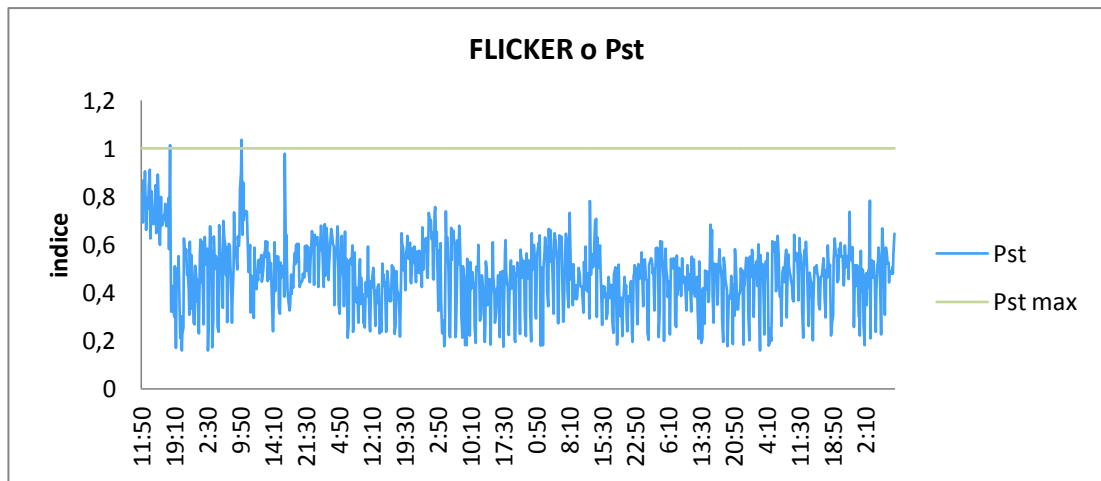


Figura. 4.22. Curvas del flicker.

Además se puede apreciar que durante este periodo de la 23h existió por momentos el aumento de flicker esto se debe a conexión o desconexión de carga bruscas que hacen que afecte a la calidad del producto.

Análisis de armónicos

El análisis de armónicos en este medidor se lo realiza de acuerdo al orden de armónico tomado de los datos del analizador de potencia.

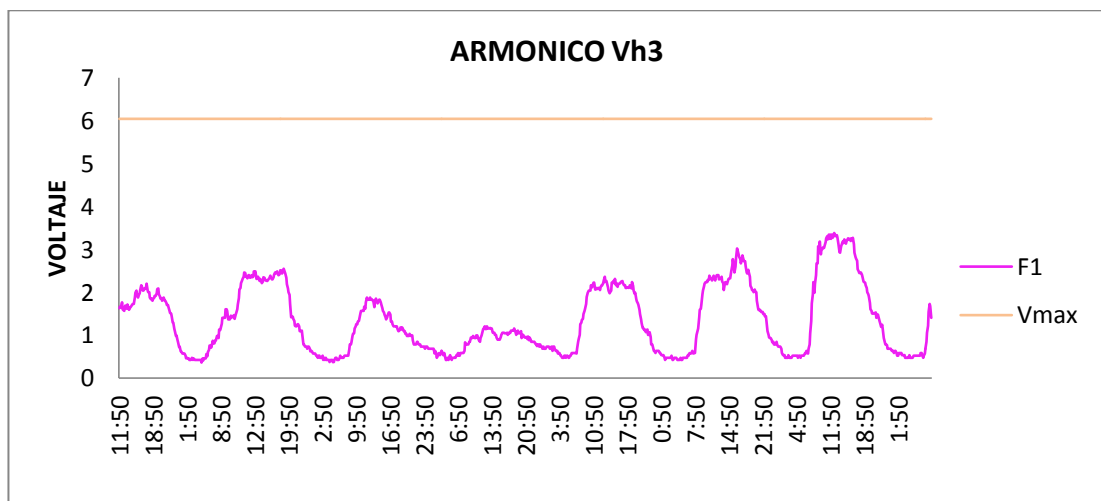


Figura. 4.23. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.23 se representan las curvas del armónico de orden 3, en el eje X, se encuentra el periodo de medición de los siete días, en el eje Y, el voltaje armónico, el resultado es que la curva se encuentra dentro de lo establecido por el ente regulador, donde el máximo permitido para este orden es de 5% o el equivalente al 6,05V.

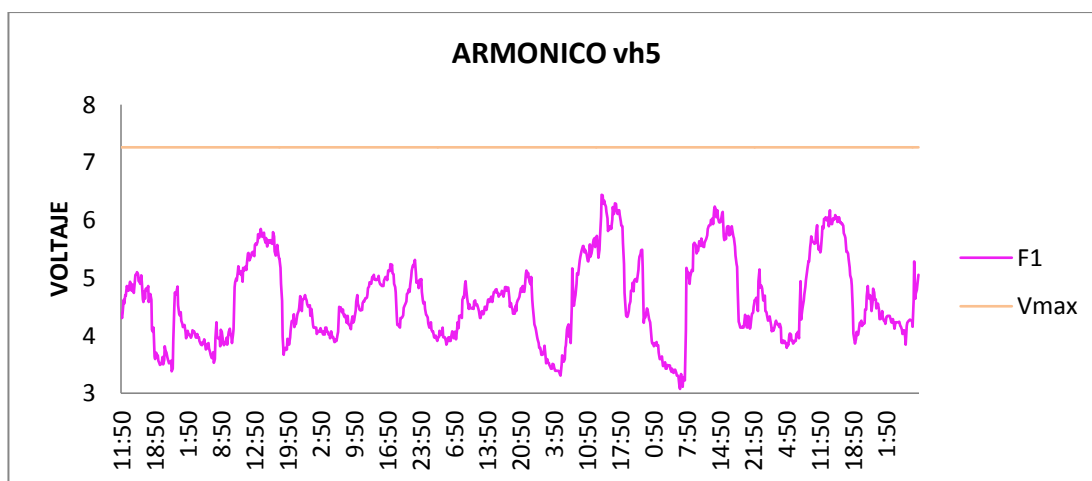


Figura. 4.24. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.24 se representan las curvas del armónico de orden 5, en el eje X, se encuentra el periodo de medición de los siete días, en el eje Y, el voltaje armónico, el resultado es que la curva se encuentra dentro de lo establecido por el ente regulador, donde el máximo permitido para este orden es de 6% o el equivalente al 7,26V.

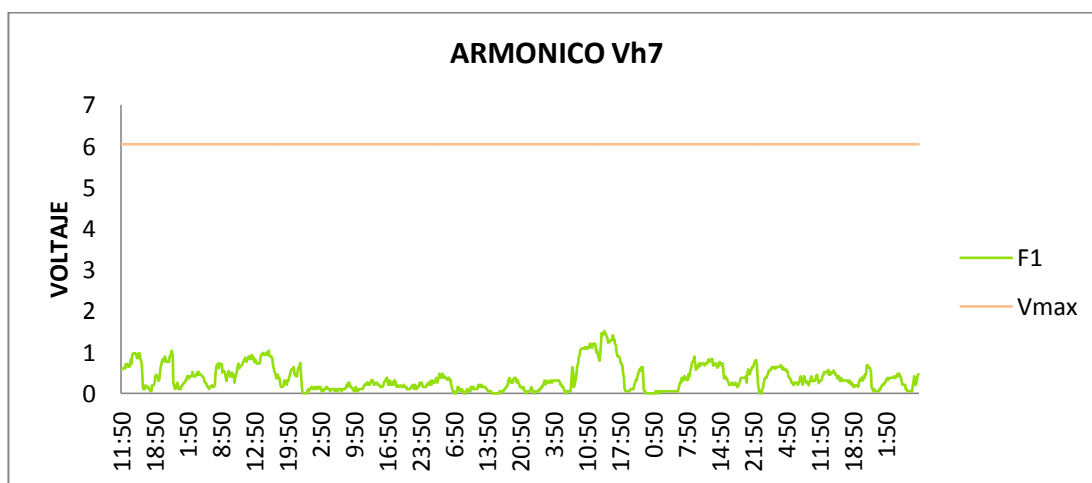


Figura. 4.25. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.25 se representa la curva del armónico de voltaje de orden 7, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, mientras que en eje Y, se pone los valores del voltaje armónico y el valor máximo permitido para este orden es de 5% o el equivalente al 6,05V, y se encuentra dentro de los límites establecidos por el ente regulador.

Lo que podemos deducir es que este usuario las carga instalada es mayormente resistiva.

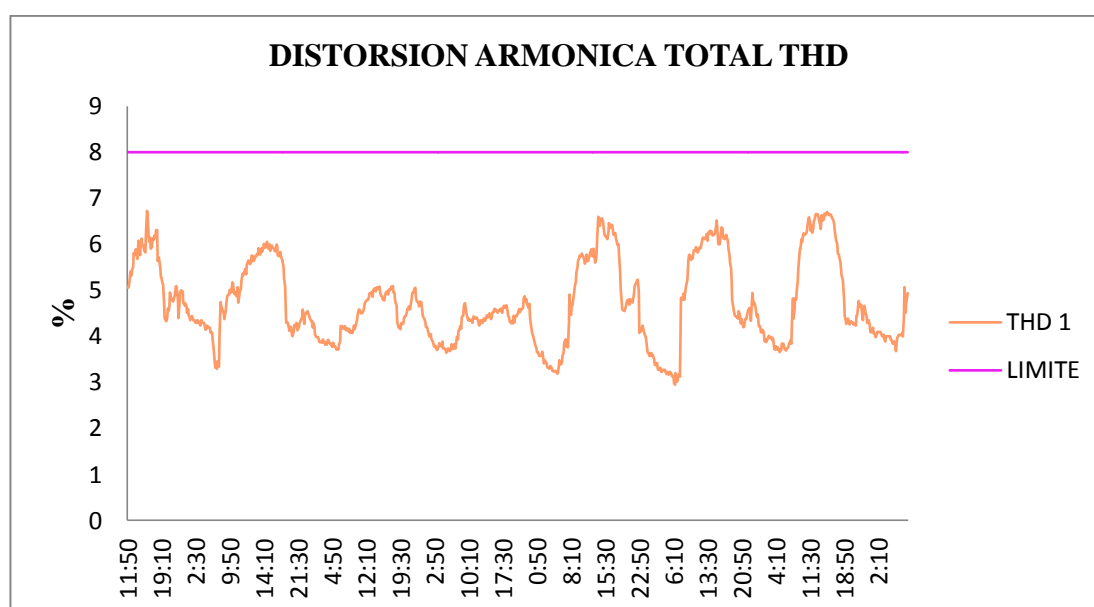


Figura. 4.26. Curvas de la distorsión armónica total

En ésta figura se representa la distorsión armónica total de las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el porcentaje permitido por el ente regulador, para el THD es del 8%, donde se aprecia que este valor se encuentran dentro de lo permitido por lo tanto no se realiza ninguna corrección.

4.3. TRANSFORMADOR # 26903

Las mediciones en este transformador fueron realizadas entre el día viernes 14 de enero del 2010 desde las 8:50 a.m. Hasta el día 21 de enero del mismo año hasta las 8:50 a.m. Con el analizador de potencia AEMC 3945-B, este transformador se encuentra ubicado entre las calles Av. Colón y 10 de Agosto, el número del transformador es 26903, la estructura es MNT4, de propiedad de la empresa Eléctrica, con un voltaje en MT de 6300 V y en voltaje BT 210/121 V, trifásico y una potencia de 30 kVA, pero en este transformador se realizaron las mediciones en el medidor monofásico # 66714-SCH-AM de un cliente

Mediciones en el transformador

Análisis de voltajes

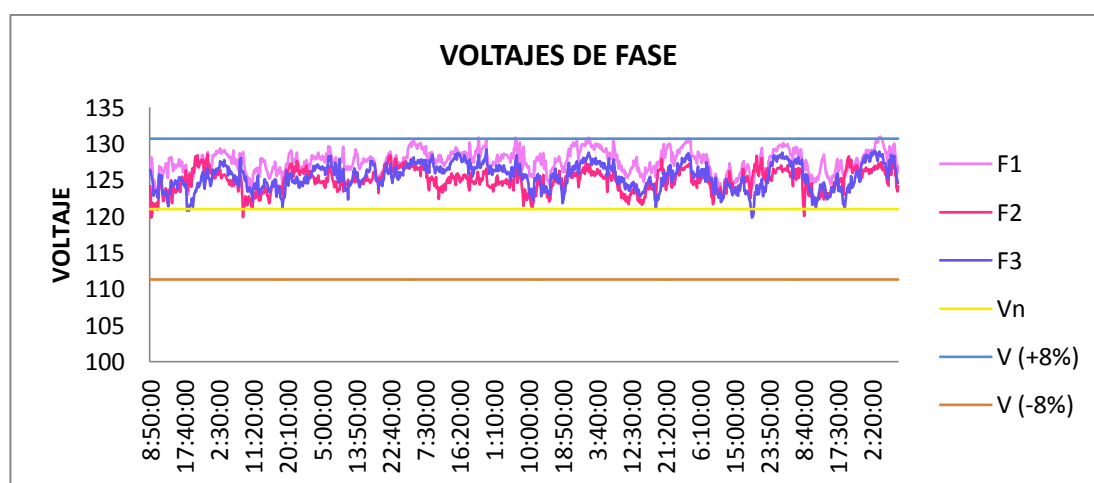


Figura. 4.27. Curvas del voltaje de fase.

En la figura 4.27 se representan las curvas de los valores del analizador de potencia AEMC 3945-B de voltajes en las fases F1, F2, F3, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, el voltaje, los valores de voltaje máximo y mínimo ($\pm 8\%$) a partir del nominal, donde se puede apreciar que las curvas están dentro del rango permitido por el CONELEC.

Análisis de Factor de potencia

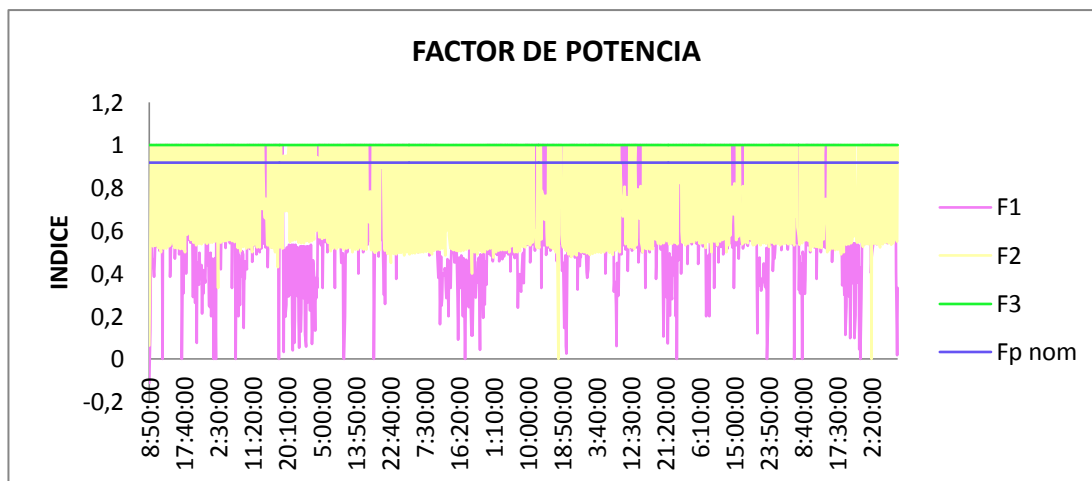


Figura. 4.28. Curvas del factor de potencia.

En la figura 4.28 se representan en el eje X, el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el índice del factor de potencia, donde se puede apreciar que el factor de potencia en las fases F1, F2 están fuera del rango permitido por el CONELEC, donde se establece que el límite mínimo es de 0,92 y el límite máximo es la unidad. Por lo tanto se debe realizar la compensación para poder corregir el FP por lo que realiza los siguientes cálculos para ver de cuánto debe ser el banco de compensación y aplicamos la formula (28).

DESCRIPCIÓN	POTENCIA	FACTOR DE POTENCIA
MAXIMO	2520,852	1
PROMEDIO	176,04847	0,4633
MINIMO	0	0

Tabla 4.2. Datos del transformador # 26903 de potencia y factor de potencia

Datos técnicos

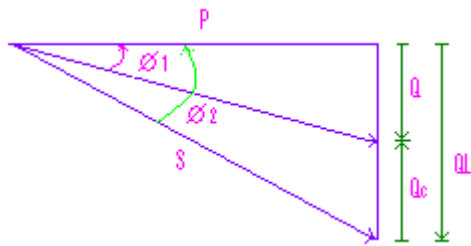
$P_{\text{máx}} = 2,52 \text{ kW}$

$V_1 = 6300 \text{ V}$

$V_2 = 210/121 \text{ V}$

$\varnothing_1 = 0,95 = 18,19^\circ$

$\varnothing_2 = 0,46 = 62,61^\circ$



Cálculo para $\cos\phi_2 = 0,46$

$$Q_L = P \times \tan\phi_2$$

$$Q_L = 2,52 \times 1,93$$

$$Q_L = 4,86 \text{ kVAR}$$

Cálculo para $\cos\phi_1 = 0,95$

$$Q = P \times \tan\phi_1$$

$$Q = 2,52 \times 0,328$$

$$Q = 0,83 \text{ kVAR}$$

Cálculo del capacitor

$$Q_c = Q_L - Q$$

$$Q_c = 4,86 - 0,83$$

$$Q_c = 4,03 \text{ kVAR}$$

Con este cálculo se ha cotizado cuatro bloques de capacitores de 1 kVAR cada uno, con control automático y elementos de medición de tal manera que si detecta un bajo factor de potencia inmediatamente lo corrija, para efectos de cálculo se verá en el siguiente capítulo de análisis de costos.

Análisis de Flicker o Pst

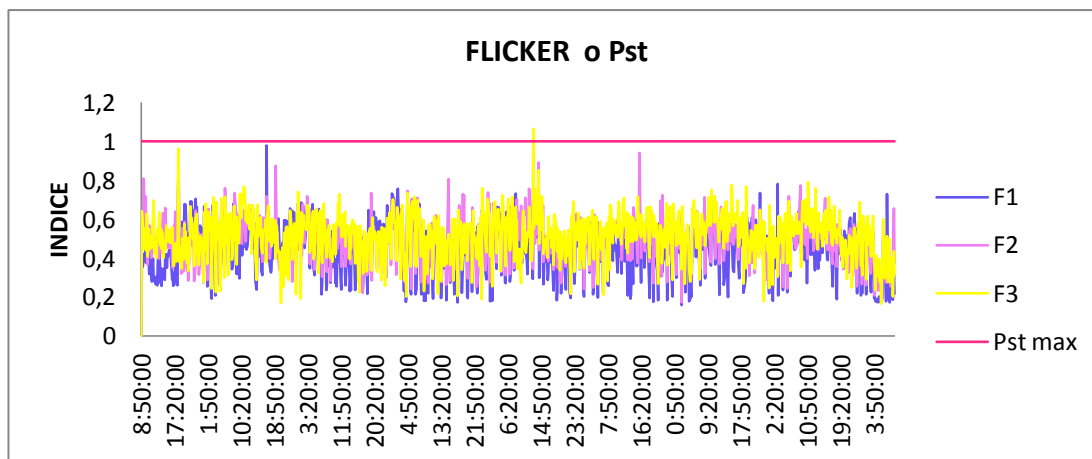


Figura. 4.29. Curvas de flicker.

En la figura 4.29 se representan las curvas de flicker de cada fase esto es de F1, F2, F3, en el eje de las X, se representa el periodo de medición de los siete días y en el eje Y, el índice de flicker, el máximo valor permitido por el ente regulador, en F3 se aprecia que supera el límite de lo establecido pero sin llegar a superar el 5% de las mediciones donde el máximo índice es la unidad.

Análisis de armónicos

Con los datos del analizador de potencia AEMC 3945-B obtenidos de armónico se procede a realizar el análisis de cada orden en particular de los armónicos existente en este transformador.

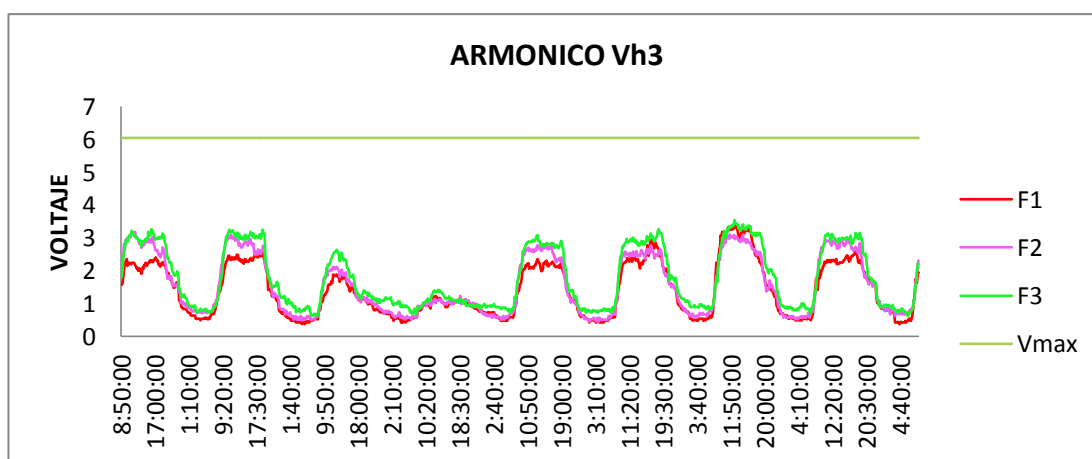


Figura. 4.30. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.30 se representan las curvas de los armónico de voltaje de orden 3 en las fases F1, F2, F3, y del valor máximo de voltaje de armónico, donde en el eje X se

representa el periodo de los siete días, mientras tanto que en el eje Y, se representa el voltaje, el valor máximo de voltaje armónico es de 5% o el equivalente a 6,05V. Y el resultado es que las curvas de las fases se encuentran dentro del rango establecido.

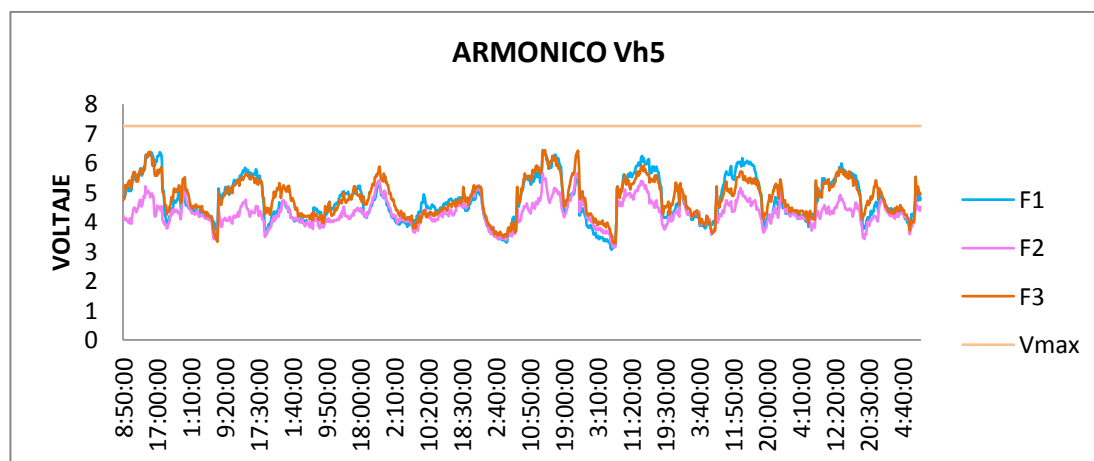


Figura. 4.31. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.31 se representan las curvas de los armónico de voltaje de orden 5 en las fases F1, F2, F3, y del valor máximo de voltaje de armónico, donde en el eje X se representa el periodo de los siete días, mientras tanto que en el eje Y, se representa el voltaje, el valor máximo de voltaje armónico es de 6% o el equivalente a 7,26V. Y el resultado es que las curvas de las fases se encuentran dentro del rango establecido.

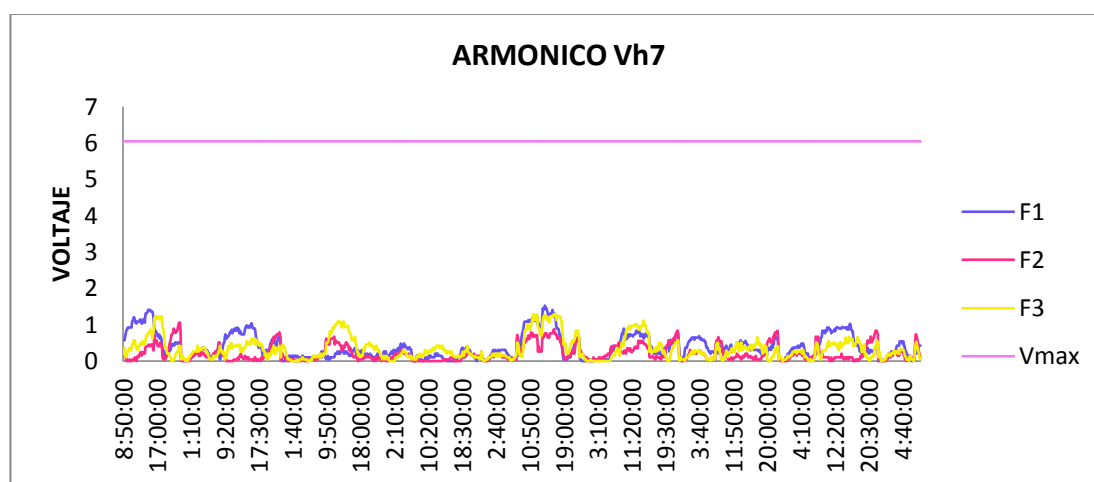


Figura. 4.32. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.32 se representa los armónico de orden 7, en la fases F1, F2, F3 y el valor máximo permitido que es de 5% o el equivalente al 6,05V. En el eje X, se

representa el periodo de medición de los siete días, mientras que en el eje Y, se represente el voltaje armónico, donde se puede apreciar que en las tres fases se encuentran dentro de los rangos permitidos por el ente regulador.

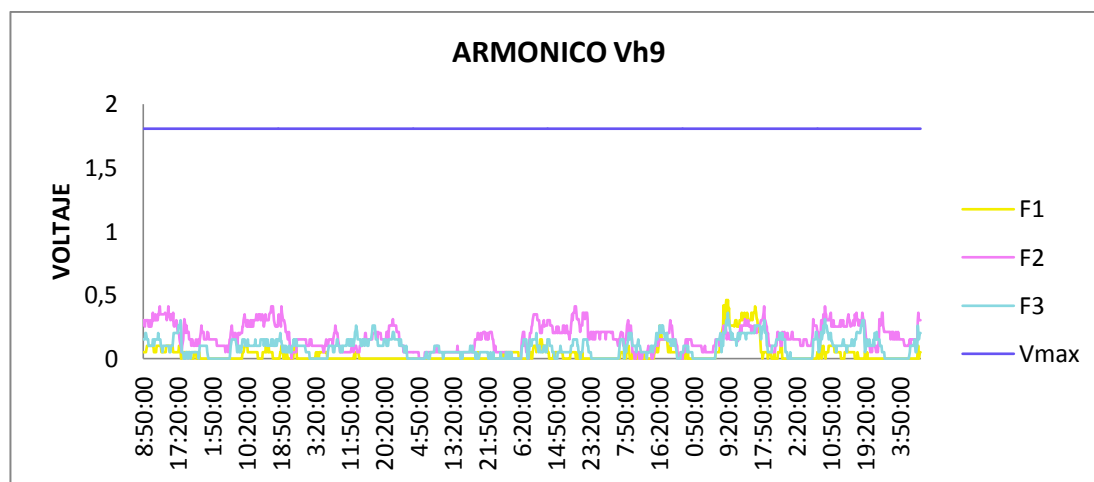


Figura. 4.33. Curvas del armónico 9 de voltaje.

En la figura 4.33 se representan la curvas de los armónico de orden 9, en las fases F1, F2, F3, y además el valor máximo permitido que para este orden de armónico es de 1,5% o el equivalente al 1,8V, en el eje X, se representan los valores de periodo de los siete días, mientras que en el eje Y, representa los voltaje de armónico. Y se puede apreciar que las tres curvas de armónico de este orden están dentro del rango permitido.

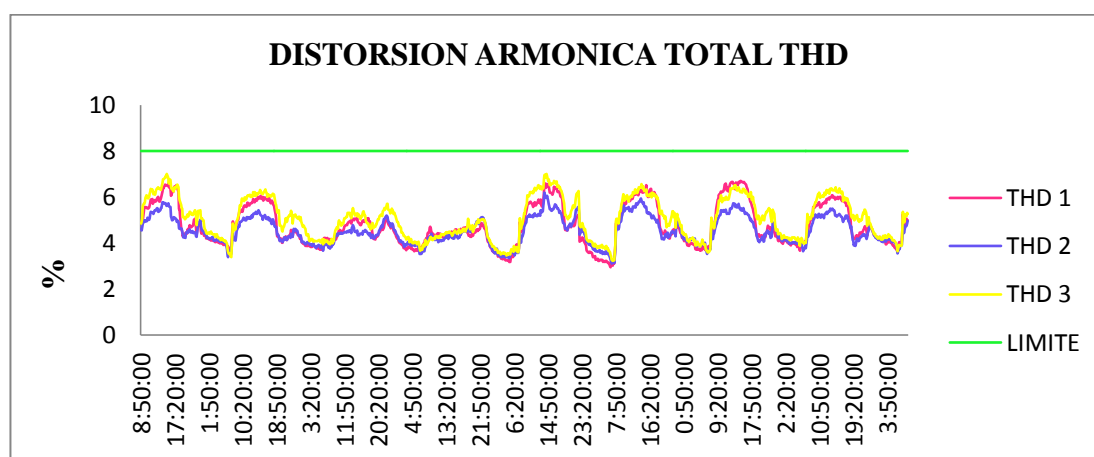


Figura 4.34. Curvas de la distorsión armónica total

En ésta figura se representa la distorsión armónica total de las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el porcentaje máximo permitido por el ente regulador para el THD es del 8%, donde se aprecia que este valor se encuentran dentro de lo permitido por lo tanto no se realiza ninguna corrección.

Las mediciones del medidor 66714-SCH-AM

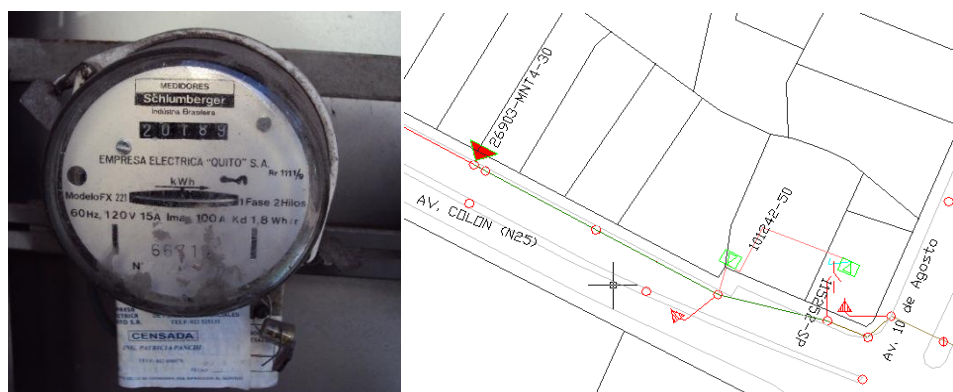


Figura. 4.35. Ubicación geográfica del medidor.

Análisis de voltaje

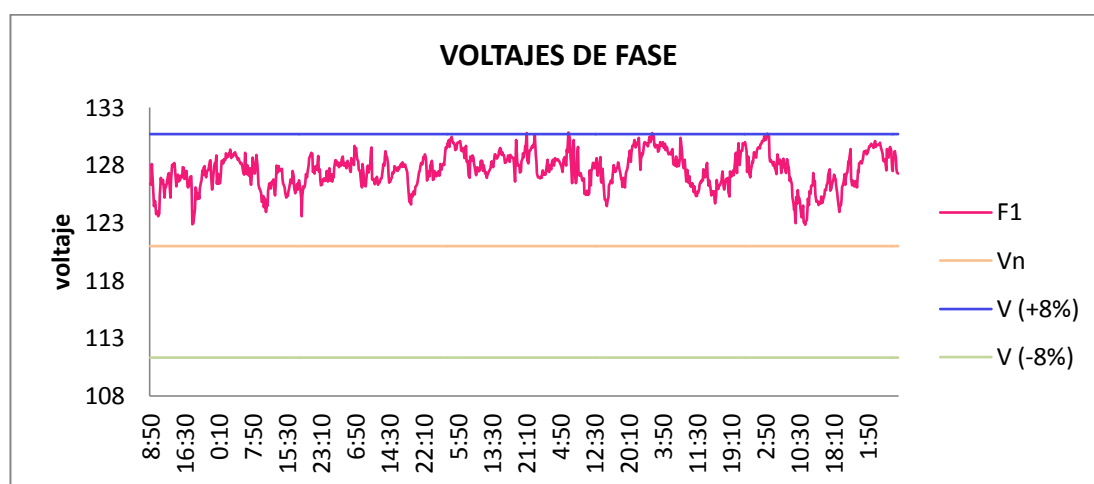


Figura. 4.36. Curvas del voltaje de fase.

En esta figura 4.36 se representa la curva de voltaje de los valores tomados del analizador de potencia AEMC 3945-B, los valores máximo y mínimo con relación al voltaje nominal, y se representan en el eje Y, mientras que en el eje X, se representa el periodo de medición de los siete días, se puede apreciar que la curva se encuentra

dentro del rango establecidos por el CONELEC que es para las zonas urbanas comprendidas entre el $\pm 8 \%$ del voltaje nominal.

Análisis del factor de potencia

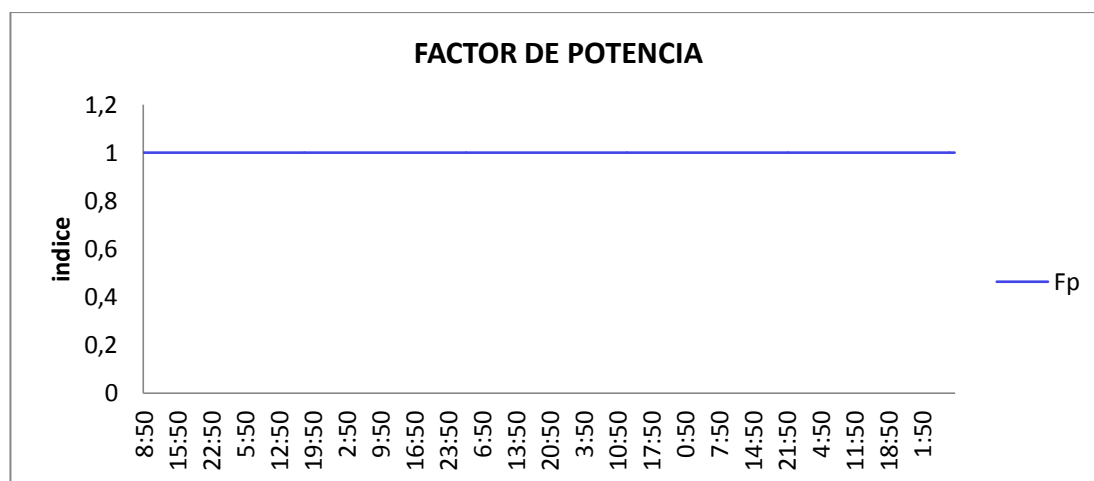


Figura. 4.37. Curvas del factor de potencia.

En la figura 4.37 se representa el factor de potencia que tiene el medidor, en el eje X se representa todo el periodo de medición de los siete días, mientras tanto en el eje Y se representa el valor máximo permitido, por lo que podemos apreciar que el factor de potencia no tiene variaciones lo cual nos puede indicar que la carga es puramente resistiva.

Análisis de flicker o Pst

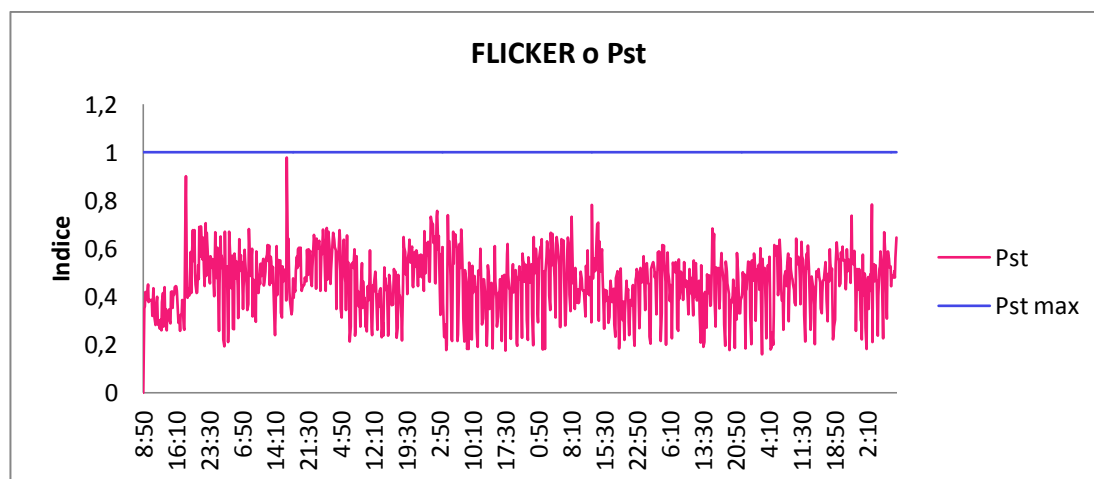


Figura. 4.38. Curvas de flicker.

En la figura 4.38 se representa la curva del flicker en el medidor donde en el eje X, se representan los datos del periodo de los siete días y mientras tanto en el eje Y, el índice máximo de flicker o Pst que es la unidad. Y podemos ver que se encuentra dentro de los límites establecidos por el ente regulador.

Análisis de armónicos

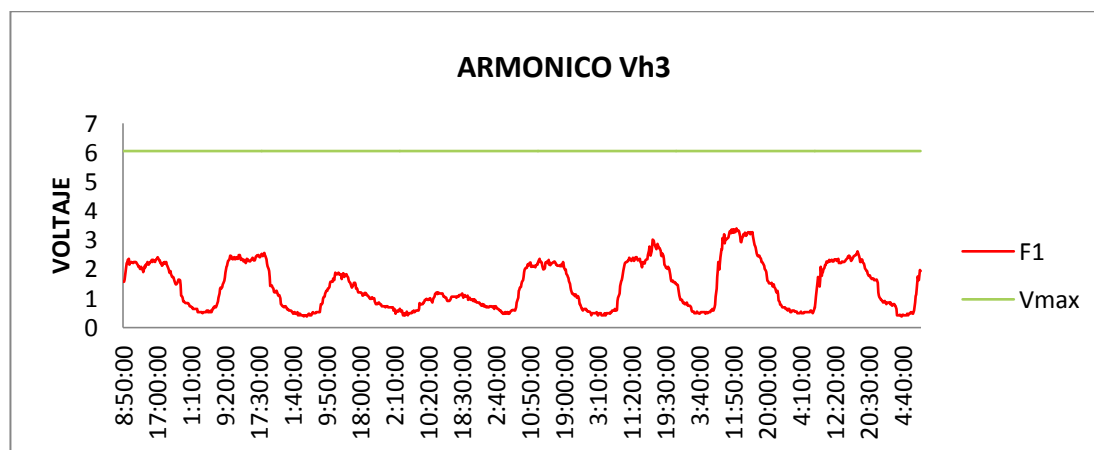


Figura. 4.39. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.39 se representa la curva del armónico de orden 3 en este medidor, en el eje X, se representa los datos del periodo de los siete días y en el eje Y, el valor del voltaje armónico, donde se aprecia que se encuentra dentro de los parámetros exigidos por el ente regulador, el máximo valor permitido para este orden de armónico es de 5% o el equivalente al 6,05V.

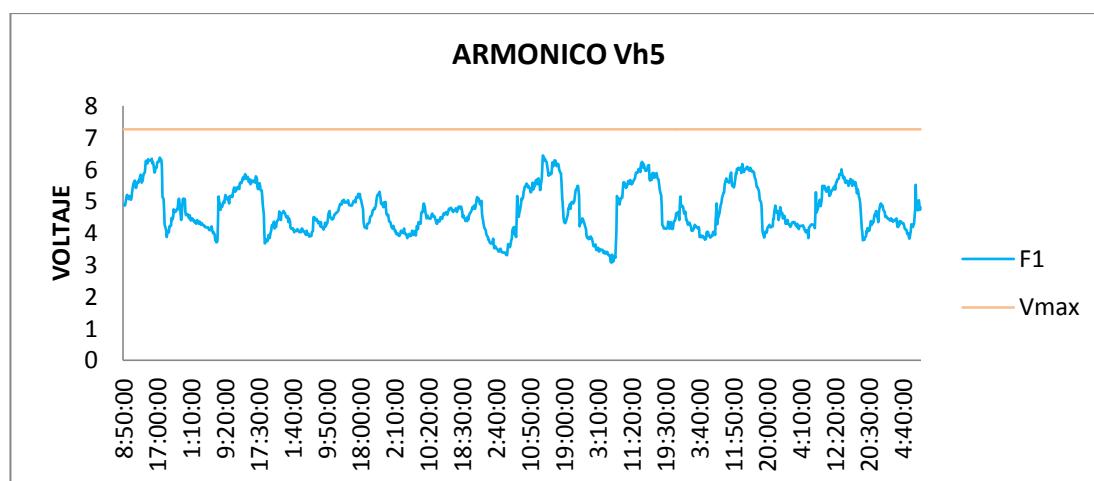


Figura. 4.40. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.40 se representa la curva del armónico de orden 5 en este medidor, en el eje X, se representa los datos del periodo de los siete días y en el eje Y, el valor del voltaje armónico, donde se aprecia que se encuentra dentro de los parámetros exigidos por el ente regulador, el máximo valor permitido para este orden de armónico es de 6% o el equivalente al 7,26V.

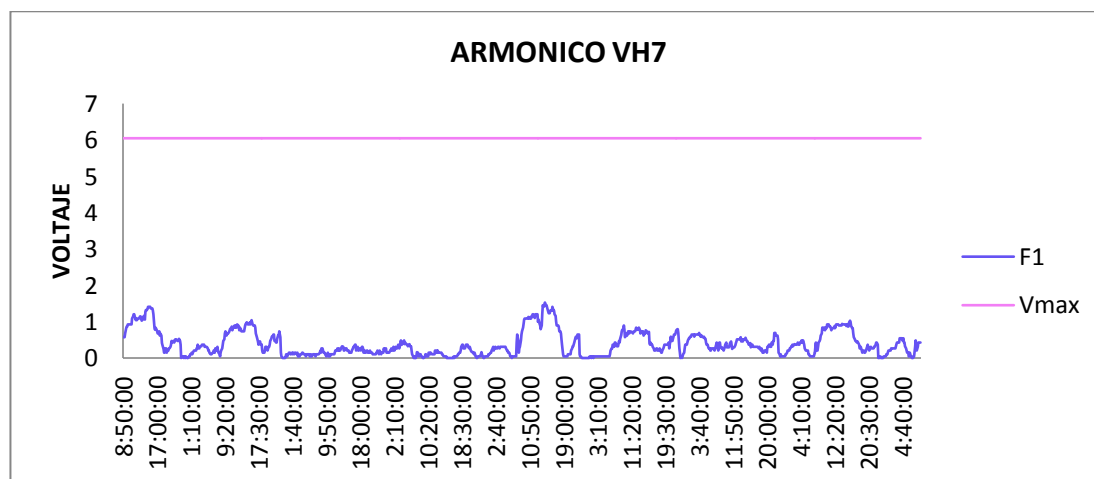


Figura. 4.41. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.41 se representa la curva del armónico de orden 7, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, el voltaje armónico, en este medidor la curva se encuentra dentro de los parámetros exigidos por el ente regulador, donde el máximo permitido es de 5% o el equivalente al 6,05V.

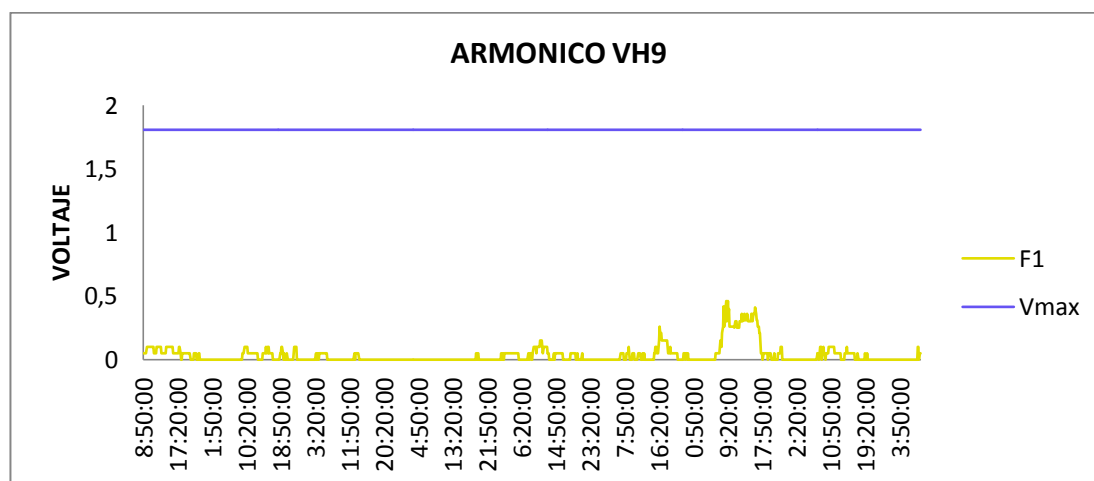


Figura. 4.42. Curvas del armónico 9 de voltaje.

En la figura 4.42 se representa la curva del armónico de voltaje de orden 9, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en este medidor la curva se encuentra dentro de los parámetros exigidos por el ente regulador, el máximo permitido es de 1,5% o el equivalente a 1,81V.

En este medidor existen armónicos de orden 11, 13, 15, 19, pero se encuentran dentro de las regulaciones del CONELEC. Por lo tanto no se la graficó debido a que son muy pequeños y al momento de graficar y comparar con la regulación no se pueden apreciar en las gráficas.

4.4. TRANSFORMADOR # 1724

Las mediciones fueron realizadas entre el día viernes 15 de enero del 2010 desde las 10:50 a.m. Hasta el día 22 de enero del mismo año hasta las 10:50 a.m. Con el analizador de potencia AEMC 3945-B. Este transformador se encuentra ubicado entre las calles Mosquera Narváez y 10 de Agosto, el número del transformador es 1724, la estructura es MNT4, de propiedad de la empresa Eléctrica, con un voltaje en MT de 6300V y en voltaje BT 210/121 V, trifásico y una potencia de 75 kVA.

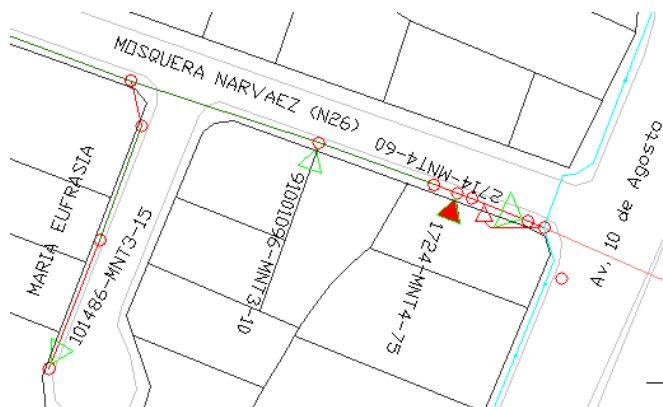


Figura. 4.43. Ubicación geográfica del transformador.

Análisis de voltaje de fase

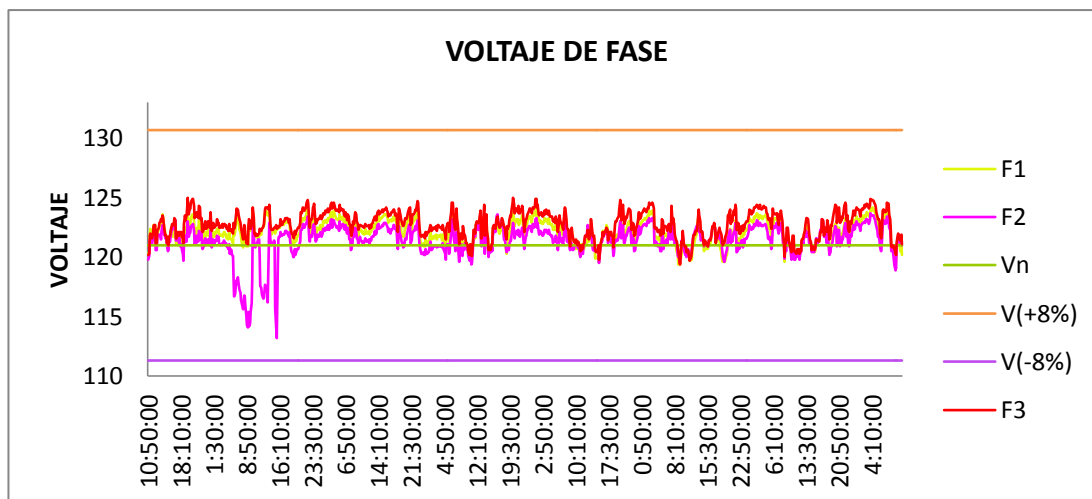


Figura. 4. 44. Curvas del voltaje de fase.

En la figura 4.44 se representa las curva de voltaje de fases F1, F2, F3 representados en el eje Y, y además del valor de voltaje máximo y mínimo con relación al voltaje nominal con su respectivo porcentaje de acuerdo a la ubicación del sector en este caso es urbano y el valor es de $\pm 8\%$ de caída o subida de voltaje y en el eje X, se representa el periodo de los siete días, por lo tanto el voltaje de las tres fases se encuentra dentro de los rangos exigidos por el CONELEC.

Análisis de flicker o Pst

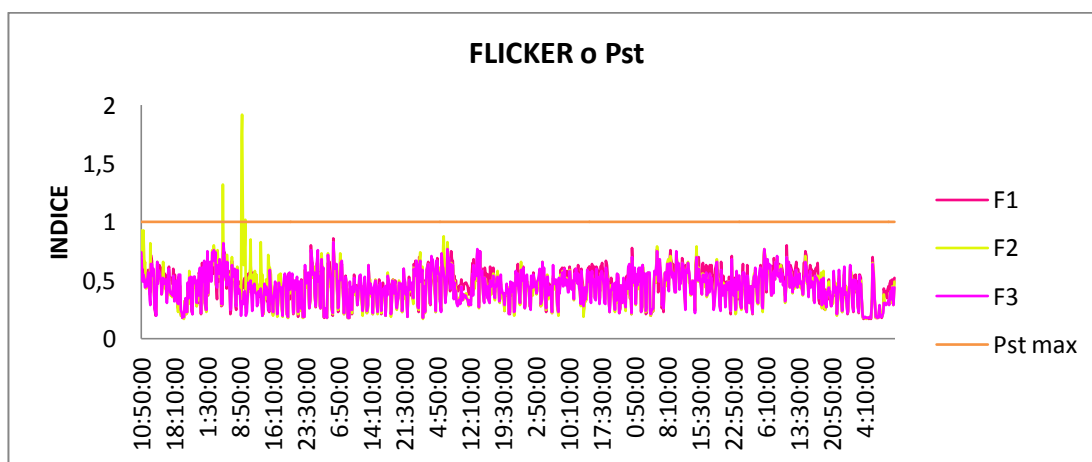


Figura. 4.45. Curvas de flicker.

En la figura 4.45 se representa las curvas del flicker, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, el índice de flicker de cada fase F1, F2, F3 y el máximo permitido por el CONELEC donde la F2 tiene un periodo de

aproximadamente de 15 minutos que da un 0,89%, pero sin llegar a superar el 5% de las mediciones o las ocho horas mientras las otras dos fases se encuentra dentro del rango, donde el máximo permitido es la unidad.

Como se puede apreciar en la figura 4.44 que existe una caída de voltaje por lo tanto en la figura 4.45 se puede apreciar que en el flicker sucede lo contrario tiende a subir el flicker esto se debe que hubo presencia de sobrecarga.

Análisis de Factor de potencia

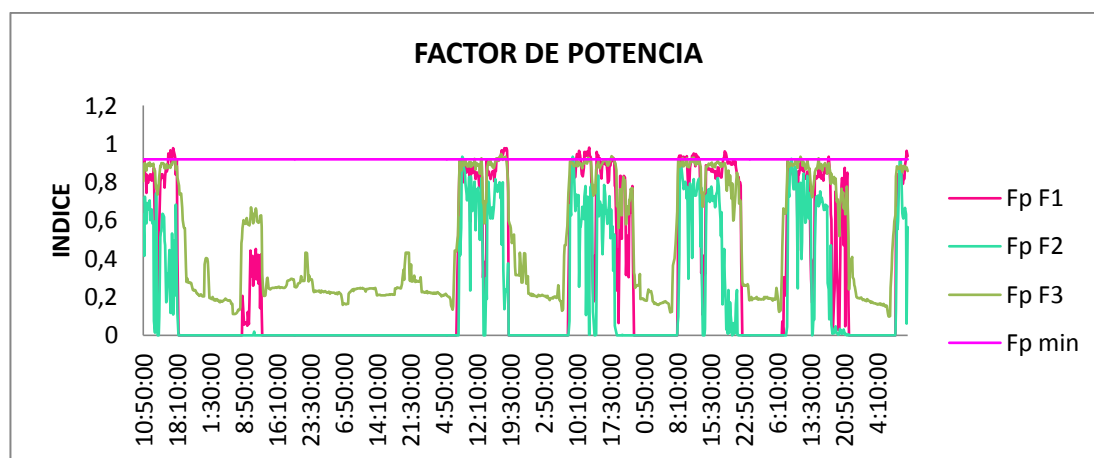


Figura. 4.46. Curvas del factor de potencia.

En la figura 4.46 se representa las curvas del factor de potencia, en el eje X se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el índice del factor de potencia, en esta gráfica podemos apreciar que la mayoría del tiempo el factor de potencia siempre estuvo menor que el mínimo establecido por el CONELEC por lo tanto es necesario realizar la compensación para corregir, y se realizara los siguientes cálculos.

DESCRIPCION	POTENCIA	FACTOR DE POTENCIA
MAXIMO	16930,35156	0,928
MEDIO	3086,577418	0,731869048
MINIMO	111,2055588	0,189

Tala 4.3. Datos del transformador 1724 de potencia y factor de potencia

Datos técnicos

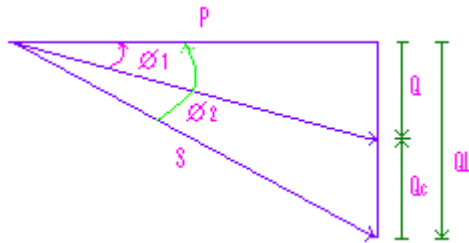
$$P_{\text{máx}} = 16,93 \text{ kW}$$

$$V_1 = 6300 \text{ V}$$

$$V_2 = 210/121 \text{ V}$$

$$\cos\phi_1 = 0,95 = 18,19^\circ$$

$$\cos\phi_2 = 0,73 = 43,11^\circ$$



Cálculo para $\cos\phi_2 = 0,73$

$$Q_L = P \times \tan\phi_2$$

$$Q_L = 16,93 \times 0,936$$

$$Q_L = 15,84 \text{ kVAR}$$

Cálculo para $\cos\phi_1 = 0,95$

$$Q = P \times \tan\phi_1$$

$$Q = 16,93 \times 0,328$$

$$Q = 5,55 \text{ kVAR}$$

Cálculo del capacitor

$$Q_c = Q_L - Q$$

$$Q_c = 15,84 - 5,55$$

$$Q_c = 10,29 \text{ kVAR}$$

Con este cálculo se ha cotizado cinco bloques de capacitores de 2 kVAR cada uno, con control automático y elementos de medición de tal manera que si detecta un bajo factor de potencia inmediatamente lo corrija, para efectos de cálculo económico se verá en el siguiente capítulo de análisis de costos.

Análisis de armónicos

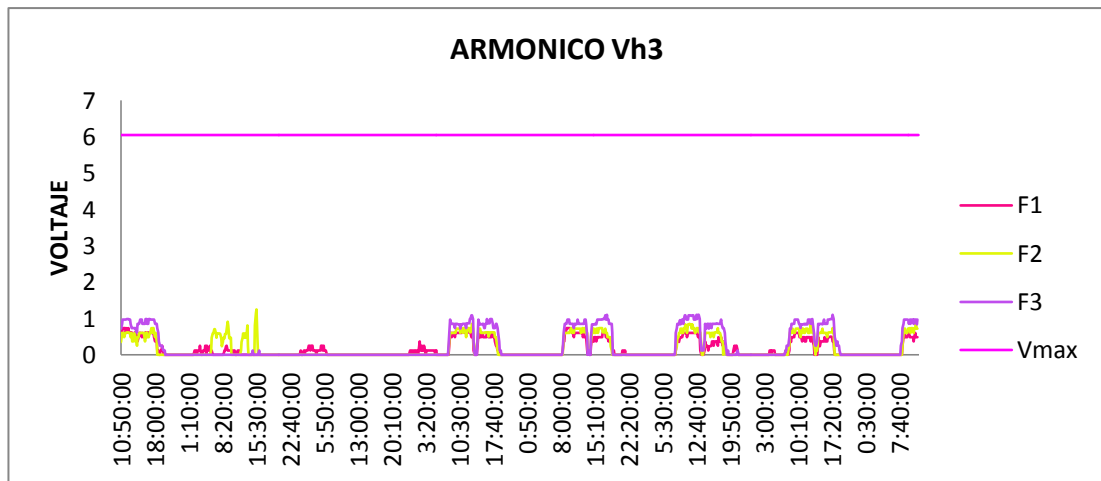


Figura. 4.47. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.47 se representan las curvas del armónico de orden 3, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en las fases F1, F2, F3 y el valor máximo permitido para este orden de armónico es de 5% o el equivalente a 6,05V. Podemos observar que las curvas de las tres fases se encuentran dentro del rango establecido por el CONELEC.

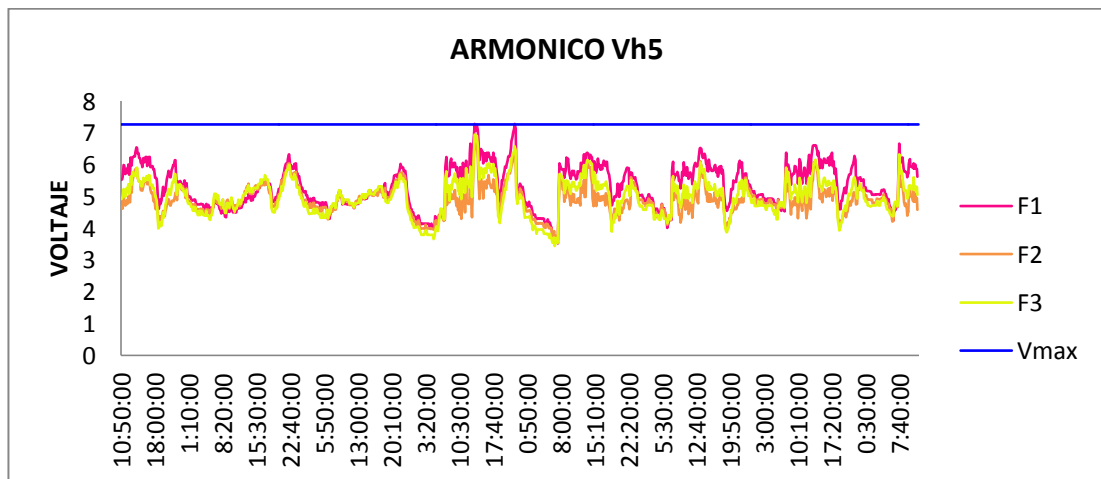


Figura. 4.48. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.48 se representan las curvas del armónico de orden 5, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en las fases F1, F2, F3 y el valor máximo permitido para este orden de armónico es de 6% o el equivalente a 7,26V. Además podemos observar que las curvas de las tres fases se encuentran dentro del rango establecido por el CONELEC.

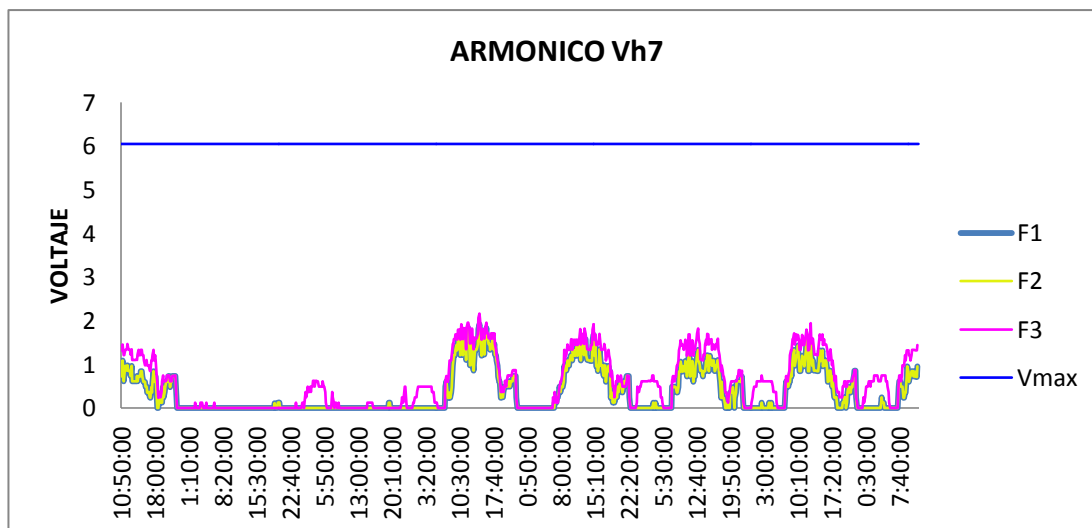


Figura. 4.49. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.49 se representa la curva de los armónicos de orden 7, en el eje X, se representa el periodo de los siete días y en el eje Y, se representa el voltaje armónico, en las fases F1, F2, F3 y el valor máximo permitido para este caso es de 5% o el equivalente a 6,05V, donde se puede apreciar las curvas que se encuentran dentro del rango establecido por el CONELEC.

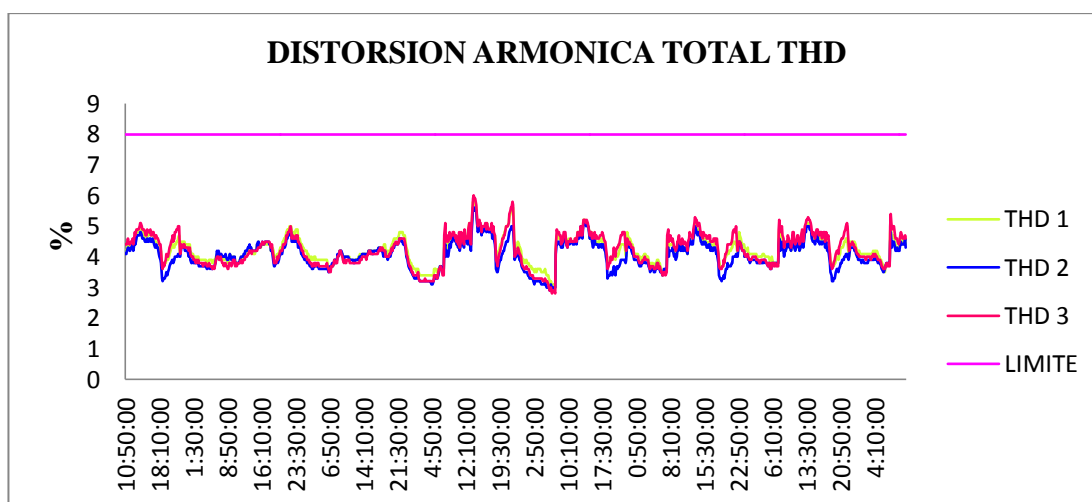


Figura 4.50. Curvas de la distorsión armónica total

En esta figura se representa la distorsión armónica total de las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el máximo porcentaje permitido por el ente regulador para el THD es del 8%, donde se aprecia que este valor se encuentra dentro de lo permitido por lo tanto no se realiza ninguna corrección.

4.5. TRANSFORMADOR # 2714

Las mediciones de este transformador fueron realizadas entre el día viernes 15 de enero del 2010 desde las 11:00 a.m. Hasta el día 25 de enero del mismo año hasta las 8:00 a.m. Este transformador se encuentra ubicado entre las calles Mosquera Narváez y Av. 10 de Agosto, el número del transformador es 2714, la estructura es MNT4, de propiedad del cliente, con un voltaje de alimentación en MT de 6300V y en voltaje BT 210/121 V, trifásico y una potencia de 60 kVA.



Figura. 4.51. Ubicación geográfica del transformador.

Análisis de voltajes

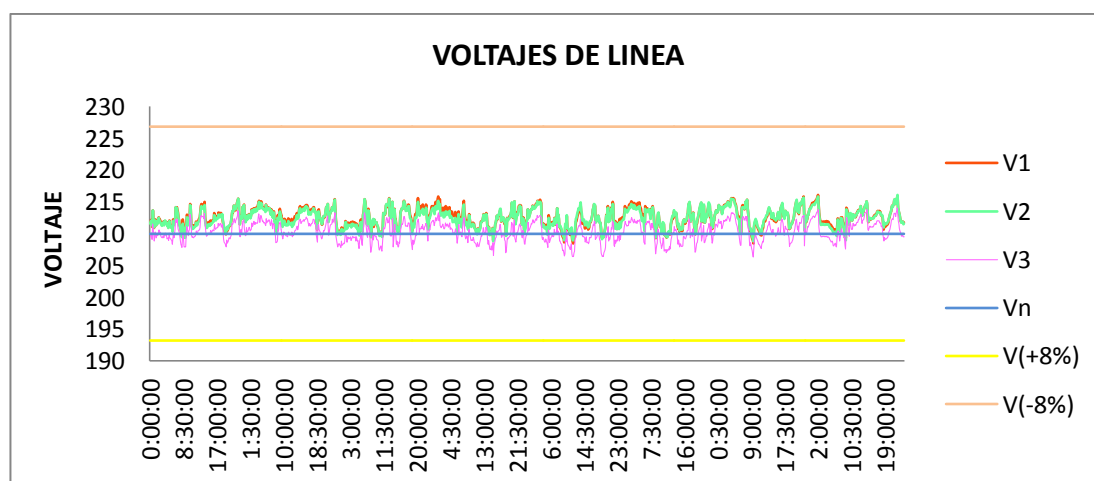


Figura. 4.52. Curvas del voltaje de línea.

Según los valores de las mediciones obtenidos en la salida del transformador con el analizador de potencia trifásico marca AEMC 3945-B, para el voltaje de línea, donde se grafican en la figura 4.52 los valores de voltajes de V1, V2 y V3 en el eje de las Y,

mientras tanto que en el eje de las X, se encuentra graficado el tiempo de los siete días que duró la prueba, donde se aprecia que los valores de voltajes se encuentran dentro de los valores que el ente regulador exige a las empresas distribuidoras que es del voltaje nominal $\pm 8\%$ para las redes de baja tensión en la zona urbana.

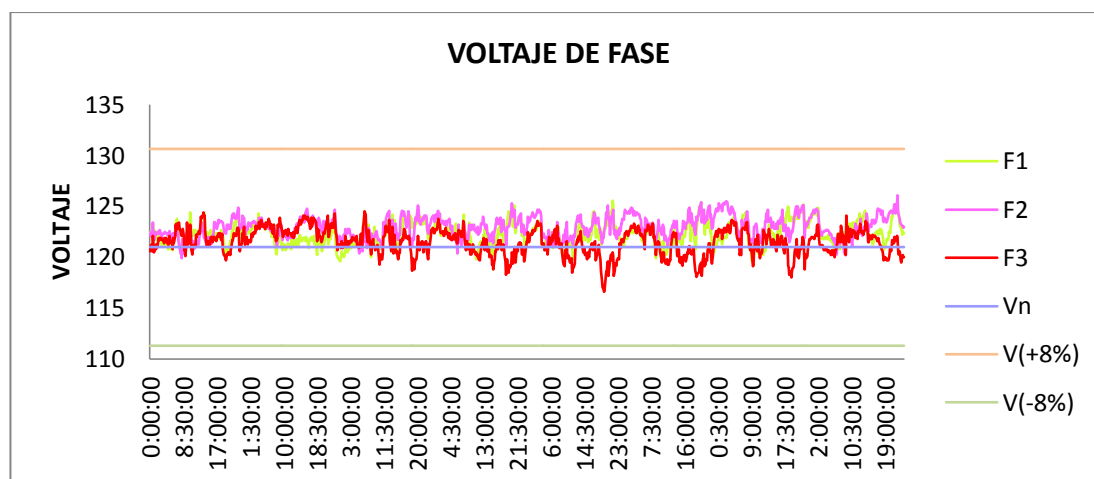


Figura. 4.53. Curvas del voltaje de fase.

También se ha realizado el análisis de voltaje de fase en la F1, F2 y F3 en el mismo periodo y con las escalas antes mencionadas y se puede ver que de igual manera se ajusta a la regulación antes mencionada, que es del $\pm 8\%$ para el sector urbano.

Lo que se puede deducir que las cargas en este transformador se encuentran equilibradas por lo tanto no existen variaciones en los voltajes de las fases.

Analisis de Flicker o Pst

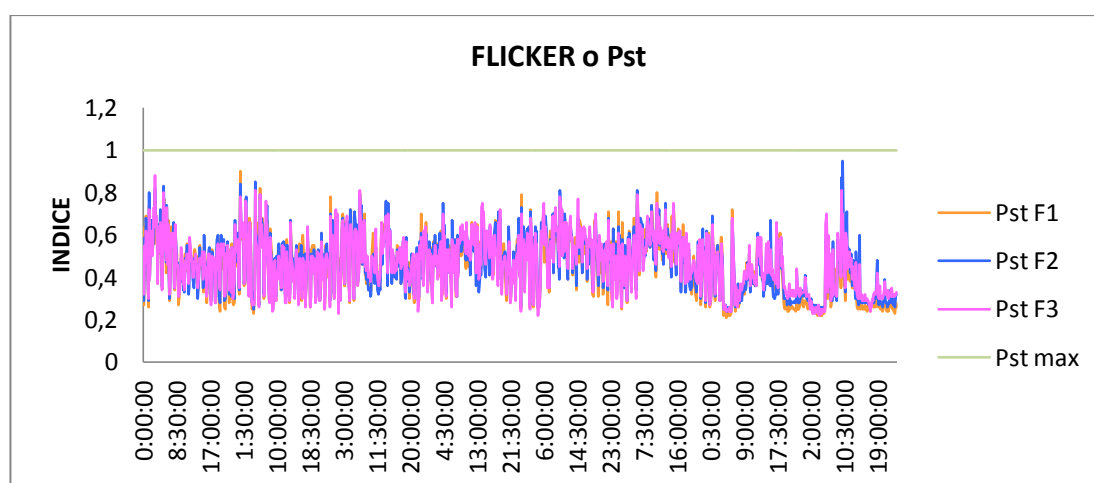


Figura. 4.54. Curvas de flicker.

En ésta figura se representan las curvas de los valores obtenidos por el analizador de potencia AEMC 3945-B del flicker que está presente en este transformador mientras se realizaron las mediciones, en el eje X, se representa el periodo de los siete días, y en el eje Y, el índice, si las curvas del flicker o Pst de cada Fase F1, F2 y F3 sobrepasan la línea en verde que es el máximo permitido por el CONELEC, serán motivo de sanciones impuestas por este organismo.

Al realizar el análisis se puede deducir que las cambios bruscos en las cargas que estan conectadas en este transformador estan dentro de los parametros del ente regulador por lo tanto cumple con la regulación.

Análisis de armónicos

Para realizar el análisis de armónicos se va ha realizar de acuerdo a cada número de armónico según lo establece la regulación del CONELEC.

Según la regulación exige el análisis de armónicos desde el orden 2 hasta el 50 por lo tanto se analizaran los armónicos existente en el transformador.

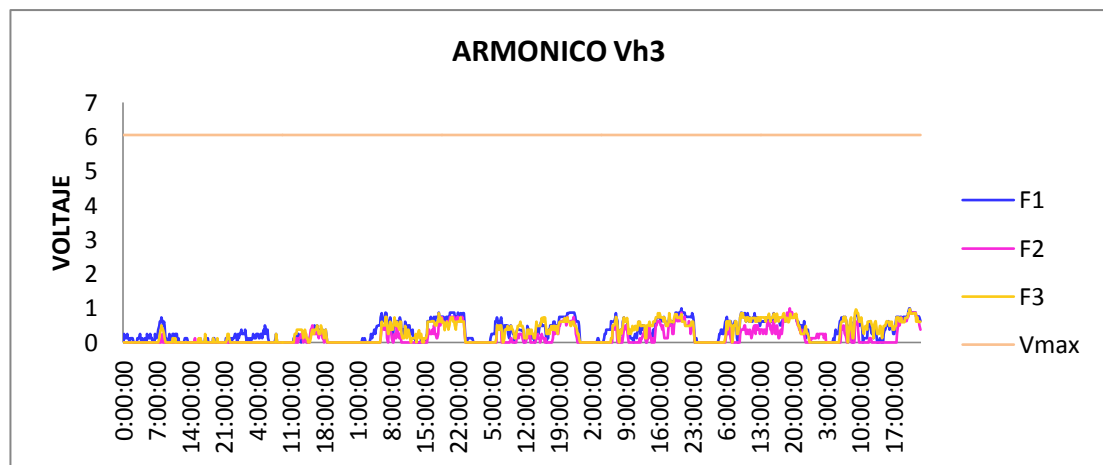


Figura. 4.55. Curvas del armónico 3 de voltaje.

En la figura 4.55 se representan las curvas de los armónicos de voltaje de orden 3, de las fases F1, F2 y F3 representadas en el eje Y, mientras que en el eje X, se representa el periodo de los siete días, y se compara con el voltaje máximo (Vmax)

permitido por el ente regulador, para éste orden de armónico el rango permitido es de 5% o el equivalente a 6,05V. En la gráfica se puede apreciar que las curvas de voltaje se encuentran dentro de rango establecido por el CONELEC.

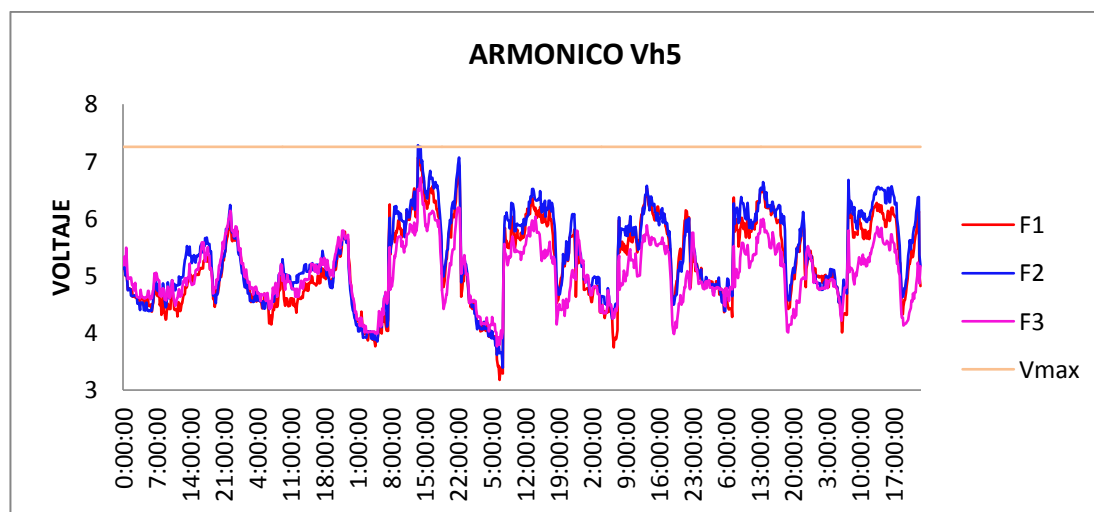


Figura. 4.56. Curvas del armónico 5 de voltaje.

En la figura 4.56 se representan las curvas de los armónico de voltaje de orden 5, en las tres fases del transformador analizado en el cual se puede observar que las curvas se encuentran dentro de los rangos permitidos por el CONELEC, para este orden de armónico es del 6% o el equivalente a 7,26 V, los datos fueron obtenidos del analizador de potencia AEMC 3945-B.

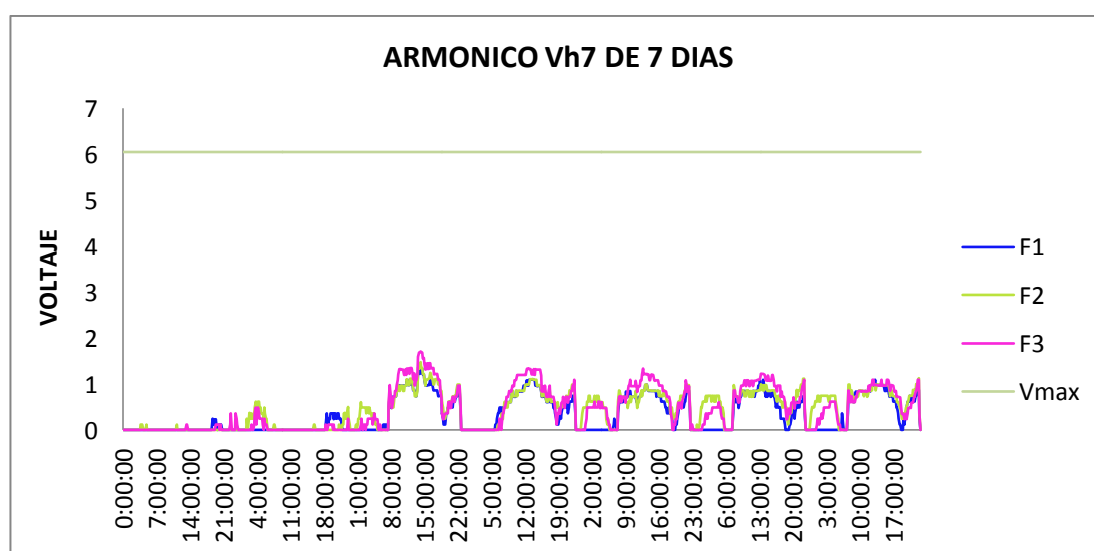


Figura. 4.57. Curvas del armónico 7 de voltaje.

En la figura 4.57 se representa el armónico de voltaje de orden 7 en las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el voltaje máximo (Vmax) permitido por el ente regulador para este orden de armónico es de 5% o el equivalente a 6,05V, donde se aprecia que el valor de los armónicos en este rango se encuentran dentro de lo permitido.

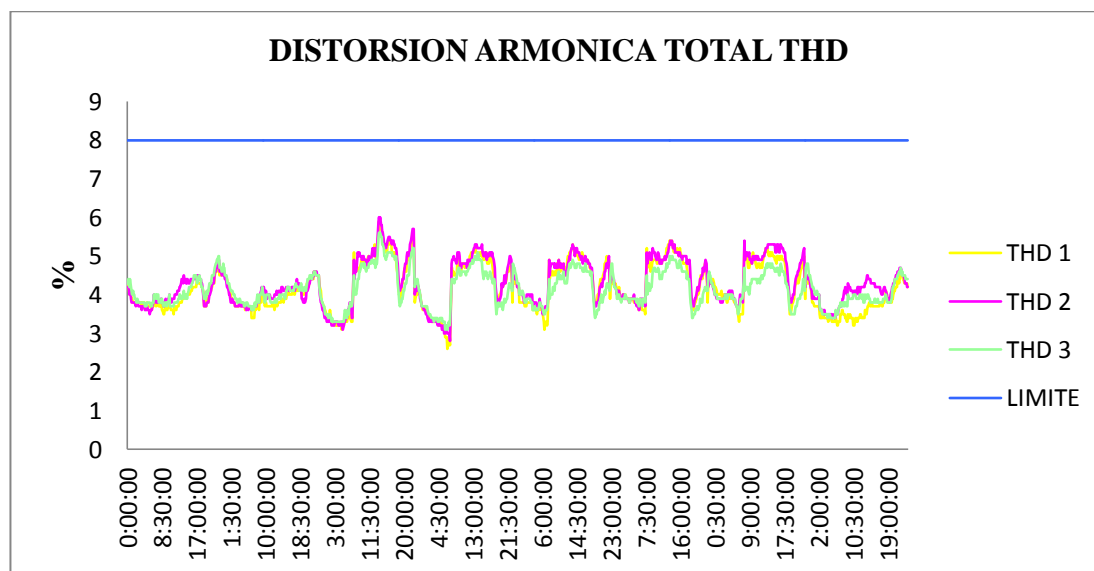


Figura. 4.58. Curvas de la distorsión armónica total.

En ésta figura se representa la distorsión armónica total de las fases F1, F2 y F3 en el eje X, y se representa el periodo de los 7 días en el eje Y, el porcentaje máximo permitido por el ente regulador para el THD es del 8%, donde se aprecia que este valor se encuentran dentro de lo permitido.

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO

En este capítulo se presenta el análisis económico para el mejoramiento de la calidad del producto en el primario 53C de la empresa eléctrica distribuidora EEQ.

5.1 INTRODUCCIÓN

En la subestación 53 Pérez Guerrero, en el primario 53C, las instalaciones de tableros armarios, transformadores y redes de distribución, según el año de instalación se encuentran en el 60% de su vida útil.

En el análisis técnico realizado en la presente tesis a los transformadores aéreos del primario 53C, lo que afecta a la calidad del producto es: factor de potencia, flicker y el armónico de tercer orden.

5.2 PROPUESTA TÉCNICA ECONÓMICA PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO EN EL PRIMARIO 53C

En el análisis técnico realizado en el capítulo 4 del presente estudio, de cinco transformadores a los cuales se les realizó las mediciones, tres transformadores presentan deficiencias en cuanto se refiere a la calidad del producto, lo que amerita realizar los siguientes correctivos:

- El correctivo para el factor de potencia, es el de instalar un banco de condensadores con control automático, para cada uno de los transformadores que tienen deficiencias, como se demostró en el capítulo anterior y donde consta las capacidades de cada banco de condensadores.
- El correctivo para armónicos, se puede realizar mediante la instalación del equipo filtro PQFK junto al transformador de distribución, para disminuir la incidencia de armónicos en la red. En el análisis técnico realizado en el capítulo cuatro de este estudio, hay un transformador que presenta el límite de armónico mayor que el establecido como aceptable en la regulación del CONELEC.

- El correctivo para caídas de voltaje, se puede realizar mediante el equilibrio de las cargas, por encontrarse sobrecargada una de las fases.

5.2.1 DATOS MEDIDOS EN LOS TRANSFORMADORES

En la siguiente tabla se detallan los datos de placa de los transformadores analizados y los valores de la energía activa y factor de potencia, registrados en el mes de enero del 2010, los cuales fueron medidos con el analizador de potencia durante un mes.

DATOS MEDIDOS EN UN MES				
TRANSFORMADORES			Energía medida (kWh)	Fp promedio
Número	kVA	Tipo de alimentación		
100111	37,5	1 ϕ	731,76	0,765
26903	30	3 ϕ	143,85	0,463
1724	75	3 ϕ	2205,12	0,731

Tabla 5.1. Datos medidos con los analizadores de potencia.

FACTURACIÓN POR ENERGÍA ACTIVA MEDIDA			
# Transformador	Energía medida (kWh)	USD/mes	USD/año
100111	731,76	98,86	1186,33
26903	143,85	19,43	233,21
1724	2205,12	297,91	3574,94
		TOTAL	4994,48

(*) La tarifa promedio por cada kWh en el Ecuador es de 13,51 centavos de dólar según pliego tarifario del año 2011.

Tabla 5.2. Facturación por energía activa medida en cada uno de los transformadores.

En la tabla 5.2 se presenta en resumen la facturación anual en los transformadores de distribución analizados en el primario 53C. En el Ecuador el CONELEC es el encargado de fijar las tarifas del costo por cada kilo Watio hora, dependiendo del tipo de usuario y a la cantidad que kWh consumidos por mes.

Los valores de energía de la tabla 5.1 son tomados de las mediciones realizadas a los transformadores del primario 53C con el analizador industrial, como se indica en resumen en el anexo 6.

5.3 CÁLCULOS DEL TRANSFORMADOR # 100111

La EEQ al realizar los correctivos de mejoramiento de la calidad del producto, en este transformador como es el caso de mejorar la condición por bajo factor de potencia, logrará disminuir la penalización por tener menos que 0,92, siendo éste el factor de potencia mínimo establecido por el CONELEC.

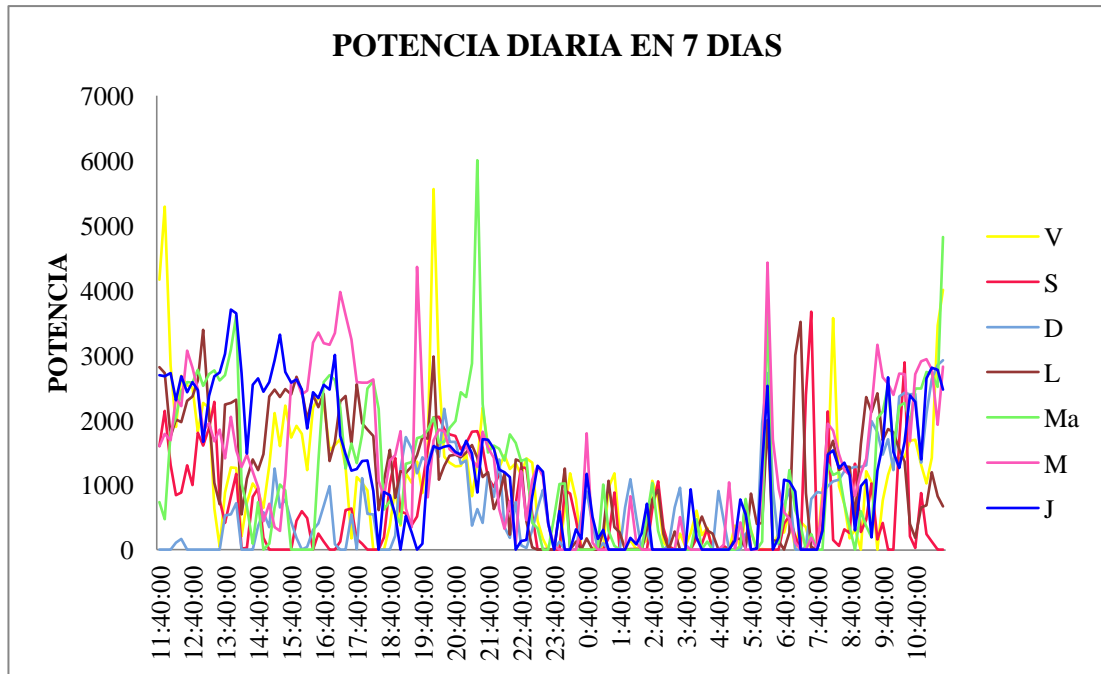


Figura 5.1. Potencia activa medida en siete días seguidos

En la figura 5.1 se presenta la potencia activa medida en el transformador # 100111, 1 ϕ , de 37,5 kVA, en los siete días.

5.3.1 AHORRO ECONOMICO ANUAL (AEA)

Ahorro por penalización (por bajo factor de potencia)

La fórmula general de penalización es igual a la suma de consumo de energía más la facturación por la demanda y más la comercialización multiplicado por un factor que depende del factor de potencia mínimo aceptado por el CONELEC con el factor de potencia medido en el cliente.

$$\text{Penalización} = Bfp * (\text{Consumo de Energía} + \text{facturación demanda} + \text{comercialización})$$

$$Bfp = \frac{\text{factor de potencia del CONELEC}}{\text{factor de potencia del cliente}} - 1$$

Para remplazar valores en la fórmula general de penalización, se tomará en cuenta la facturación por energía (Tabla 5.2) y la comercialización durante un año, donde la comercialización mensual en nuestro medio es de 1,41 dólares, mientras que la facturación de la demanda no se tomará en cuenta, debido a que este valor solo es

considerado para clientes especiales que tienen medidor que registra la medida de la demanda.

$$\text{Penalización} = Bfp * (\text{Consumo de Energía} + \text{comercialización})$$

$$\text{Penalización} = \left(\frac{fp_{\text{CONELEC}}}{fp_{\text{CLIENTE}}} - 1 \right) * (\text{Consumo de Energía} + \text{comercialización})$$

$$\text{Penalización} = \left(\frac{0,92}{0,765} - 1 \right) * [1186,33 + (12 * 1,41)]$$

$$\text{Penalización} = (0,203) * (1203,25)$$

$$\text{Penalización} = 244,26 \text{ dólares anuales}$$

AHORRO AL MEJORAR EL BAJO FACTOR DE POTENCIA			
# Transformador	fp Medido	fp CONELEC	Penalización (\$)
100111	0,765	0,92	244,26

Tabla 5.3. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia.

En la tabla 5.3 al mejorar la condición por bajo factor de potencia, en el transformador antes mencionado con un banco de condensadores automático. Se puede apreciar el Ahorro Económico Anual (AEA) total de 244,26 dólares anuales.

5.3.2 INVERSION PARA CORREGIR FACTOR DE POTENCIA

Cabe indicar que para los accesorios correspondientes al banco de condensadores automático se toma en cuenta las recomendaciones realizadas por los fabricantes como son tablas de cálculo de kVAR, contactores, protecciones y diámetros de conductores como se indica en el anexo 4.

DESCRIPCION		CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL
CONDENSADORES UCW ⁵¹ (unidad)	0,83 (kVAR)	4	56	224
VARLOGIC	NR6	1	431,16	431,16
CONTACTORES AC3 (A)	LC1-D09	4	30,91	123,64
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	2P-2A	4	31,18	124,72
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	1P-10A	1	8,33	8,33
CABLE TW # 12 AWG	metros	60	0,85	51
TRANSPORTE	carrera	1	10	10
GRUA	C/hora	2	50	100
CAJA SOPORTE METALICA		1	150	150
MONTAJE E INSTALACION		1	150	150
MANO DE OBRA	Electricista (c/día)	1	13,73	13,73
	Ayudante (c/día)	1	13,57	13,57
DIRECCION TECNICA	Ingeniero (c/día)	1	14,5	14,5
			TOTAL (\$)	1414,65

Tabla 5.4 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia

En la tabla 5.4 se determina la inversión total para mejorar el factor de potencia en el transformador antes indicado, para ello se han realizado cotizaciones de materiales, equipos, y mano de obra para la instalación; se considera que las instalaciones de los equipos de corrección, se instalaran en un día laborable con el siguiente personal: un ingeniero, un electricista, y un ayudante. Los salarios de cada uno de ellos están vigentes en el Acuerdo Ministerial 255 del 8 de enero del 2011, ver en el (Anexo 4), los cálculos de la cantidad de kVAR necesarios para corregir el factor de potencia en este transformador se encuentra en la página 84 de esta tesis.

⁵¹ www.weg.net

COSTO DE OPERACION MANTENIMIENTO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Mantenimiento (por año)	1	50	50
		SUBTOTAL	50,00
		IVA 12%	6,00
		TOTAL	56,00

Tabla 5.5 Costo de Operación y mantenimiento

COSTO DE RETIRO DEL EQUIPO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Costos mano de obra	1	100	100
		SUBTOTAL	100,00
		IVA 12%	12,00
		TOTAL	112,00

Tabla 5.6 Costo de retiro del Equipo

COSTO DE REPOSICION DE UNA UNIDAD			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Valor de una unidad	1	56	56
Costo de instalación	1	60	60
		SUBTOTAL	116,00
		IVA 12%	13,92
		TOTAL	129,92

Tabla 5.7 Costo de reposición de una unidad

5.3.2.1 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE INVERSIÓN

Para realizar el cálculo del valor presente de inversión se debe traer a todos los valores de inversión al presente con el interés del banco central de 10.21% como se indica en la figura 5.2 y luego los cálculos correspondientes a cada ítem.

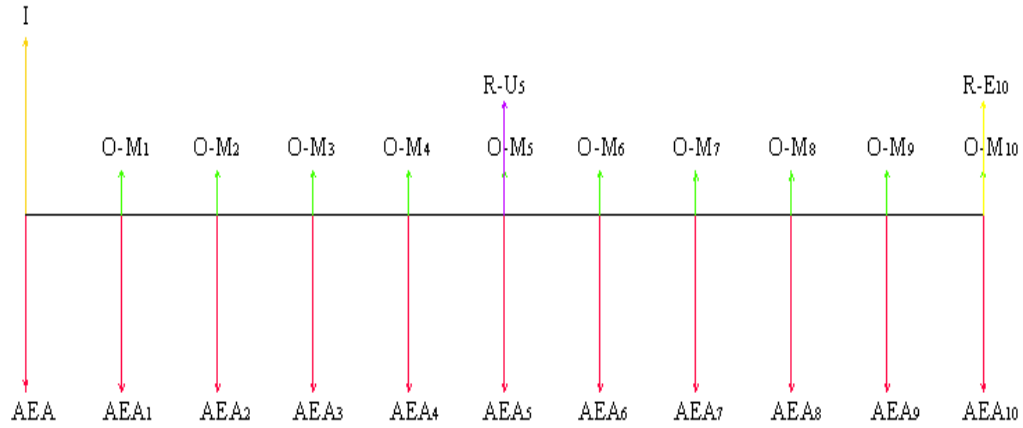


Figura 5.2 Flujo de caja

En la figura 5.2 se representa el valor de inversión (I), la operación y mantenimiento durante la vida útil ($O - M_n$) que para este caso es para diez años, reposición de una unidad en el año 5 que se prevé que se dañe ($R - U_5$), retiro del equipo cuando termina su vida útil, según el fabricante ($R - E_{10}$), y el ahorro de las penalizaciones que evita durante los años de vida útil del banco de condensadores (AEA_n).

a) Cálculo de valor presente de costo de operación y mantenimiento.

Para realizar el cálculo del valor presente por operación y mantenimiento según recomendaciones de fabricantes se debe realizar cada año y se realiza con la siguiente fórmula.

$$VP2_{O-M} = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$$

A = costo de operación y mantenimiento

i = interés del Banco Central del Ecuador⁵² (10,21 %)

n = 10 años (vida útil del banco de condensadores)

$$VP2_{O-M} = 56 \left(\frac{(1+0,1021)^{10} - 1}{0,1021(1+0,1021)^{10}} \right)$$

$$VP2_{O-M} = 341,01 \$$$

⁵² Banco Central del Ecuador, máxima tasa activa de interés productiva empresarial, febrero del 2012

b) Cálculo de valor presente de retiro de equipo (banco de condensadores)

En el cálculo siguiente se lo realiza en diez años aproximadamente según las recomendaciones del fabricante⁵³, que el equipo instalado termina con la vida.

$$VP3_{R-E} = 112 \left(\frac{1}{(1 + 0,1021)^{10}} \right)$$

$$VP2_{R-E} = 42,37 \$$$

c) Cálculo de valor presente de reposición de una unidad

En el siguiente cálculo se realiza en cinco años, donde se prevé que una de las unidades instaladas puede fallar.

$$VP4_{R-U} = 129,92 \left(\frac{1}{(1 + 0,1021)^5} \right)$$

$$VP2_{R-U} = 79,90 \$$$

d) Cálculo del valor presente de los costos de inversión, reposición, retiro, operación y mantenimiento.

$$VP_I = I + VP2_{O-M} + VP2_{R-E} + VP2_{R-U}$$

$$VP_I = 1414,65 + 341,01 + 42,37 + 79,90$$

$$VP_I = 1877,93 \$$$

VALOR PRESENTE DE COSTOS	INTERES
	ACTUAL (10,21%)
VP1 (I)	1414,65
VP2 (O-M)	341,01
VP3 (R-E)	42,37
VP4 (R-U)	79,90
TOTAL	1877,93

Tabla 5.8 Resumen del valor presente de los costos

⁵³ www.weg.net

5.3.2.2 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE LA PENALIZACION QUE SE EVITARA

$$VP_{AEA} = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$$

$$VP_{AEA} = 244,26 \left(\frac{(1+0,1021)^{10} - 1}{0,1021(1+0,1021)^{10}} \right)$$

$$VP_{AEA} = 1487,46$$

5.3.2.3 CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO

$$VP_{NETO} = VP_{AEA} - VP_I$$

$$VP_{NETO} = 1487,46 - 1877,93$$

$$VP_{NETO} = -390,51$$

5.3.2.4 CALCULO DEL RETORNO DE INVERSIÓN (RI)

En el cálculo del retorno de la inversión se indica el tiempo que transcurrirá para recuperar la inversión inicial y los costos de reposición, retiro, operación y mantenimiento, después de haber implementado la instalación de los equipos que corrigen la calidad del producto.

Donde

$$RI = \frac{VP_I}{AEA}$$

RI = Retorno de la Inversión (años)

VP_I = Valor presente de Inversión (\$)

AEA = Ahorro Económico Anual $\left(\frac{\$}{\text{años}} \right)$

Aplicando los datos en la fórmula anterior se obtiene lo siguiente:

$$RI = \frac{1877,93 \$}{244,26 \frac{\$}{\text{años}}}$$

$$RI = 7,69 \text{ años}$$

La inversión será recuperada en aproximadamente en noventa y dos meses a partir de la implementación de la corrección del factor de potencia.

5.3.2.5 CALCULO DE BENEFICIO COSTO (B/C)

Cuando se realiza el cálculo de la relación del B/C es importante determinar las cantidades que constituyen los ingresos llamados **Beneficios**, y cantidades que constituyen los egresos llamados **Costos**.

Si en la relación del análisis de B/C toma valores mayores, menores o igual a 1 lo que indica es:

$B/C > 1$ implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.

$B/C = 1$ implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.

$B/C < 1$ implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

La fórmula para el cálculo de B/C es la siguiente:

$$B/C = \frac{VP_{AEA}}{VP_I}$$

$B/C = \text{Beneficio/Costo}$

VP_{AEA} = Valor Presente de anualidades

VP_I = Valor presente de Inversión

$$B/C = \frac{1487,46}{1877,93}$$

$$B/C = 0,79$$

Como $B/C < 1$ *el proyecto no es aconsejable*, desde el punto de vista únicamente económico, con los costos y tasas de interés empleados.

Del análisis anterior se puede observar que con la inversión de 1877,93 USD en corregir el factor de potencia, se obtiene un valor presente de ahorro económico de 1487,43 USD, y un Beneficio/Costo de 0,79 es decir menor que 1 por lo tanto no es aconsejable realizar el proyecto de corrección de la calidad del producto, desde el punto de vista únicamente económico, con los costos y tasas de interés empleados; sin embargo, desde el punto de vista del cumplimiento de la regulación del CONELEC, se hace obligatorio el cumplir con la corrección del factor de potencia, para evitar que la empresa eléctrica sea sancionada por el ente regulador, y su representante legal sea objeto de glosa por parte de la Contraloría General del Estado, al no haber evitado tal sanción.

VALORES PRESENTES DE LOS COSTOS	INTERES
	ACTUAL (10,21%)
VP1 (I)	1414,65
VP2 (O-M)	341,01
VP3 (R-E)	42,37
VP4 (R-U)	79,90
TOTAL	1877,93
VALOR PRESENTE PENALIZACION	
VP (AEA)	1487,43
VPN	-390,51
RELACION B/C	0,79
RECUPERACION INVERSION (años)	7,69

Tabla 5.9 Resumen de los valores calculados

5.3.3 INVERSION PARA CORREGIR EL TERCER ARMONICO

Además en el transformador # 100111 se tiene que corregir el armónico de orden 3, que también afecta a la calidad del producto. En el capítulo cuatro en el análisis técnico realizado a los armónicos se observa que no cumple con la regulación por lo tanto se debe realizar la compensación para armónicos.

INVERSION PARA CORREGIR EL TERCER ARMONICOS				
DESCRIPCION		CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
GABINETE PARA CORREGIR ARMONICOS	PQFK	1	21460,09	21460,09
CABLES TTU # 2	metros	24	9,69	232,56
TRANSPORTE	carrera	1	30	30
GRUA	C/hora	3	50	150
MONTAJE E INSTALACION		1	300	300
MANO DE OBRA	Electricista (c/día)	1	13,73	13,73
	Ayudante (c/día)	1	13,57	13,57
DIRECCION TECNICA	Ingeniero (c/día)	1	14,5	14,5
			TOTAL (\$)	22214,45

Tabla 5.10 Dólares en Inversión para corregir el tercer armónicos

En la tabla 5.10 se muestra los materiales y mano de obra necesarios para realizar la instalación del equipo para la corrección del tercer armónico existente en el transformador antes indicado.

5.3.3.1 CALCULO DEL RETORNO DE INVERSIÓN (RI)

El CONELEC es el encargado de realizar las normativas para las penalizaciones tanto de factor de potencia como de armónicos al exceder los niveles máximo permitidos. Hasta la presente fecha, el CONELEC aun no ha expedido las normativas de cobro por incumplimiento de la regulación relacionada con armónicos, por lo tanto la EEQ no tiene los mecanismos para realizar las respectivas penalizaciones por sobrepasar el nivel máximo de armónicos; razón por lo cual, en este trabajo de tesis, no se realizan los cálculos correspondientes a los montos económicos de la eventual sanción y al correspondiente ahorro económico (beneficio) que tendría la empresa al evitar esa sanción al momento de instalar el equipo.

5.3.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar el análisis de sensibilidad se toma como base los cálculos anteriores; y se toma como variable de incertidumbre a la tasa de interés y a los costos de inversión, conforme se muestra a continuación.

VALORES PRESENTES DE LOS COSTOS	INTERES			
	5,00%	9,33%	ACTUAL (10,21%)	11,83%
VP1 (I)	1414,65	1414,65	1414,65	1414,65
VP2 (O-M)	432,42	354,23	341,01	318,63
VP3 (R-E)	68,76	45,90	42,37	36,61
VP4 (R-U)	101,80	83,17	79,90	74,28
TOTAL	2017,62	1897,95	1877,93	1844,17
VALOR PRESENTE PENALIZACION				
VP (AEA)	1886,11	1545,06	1487,43	1389,78
VPN	-131,51	-352,89	-390,51	-454,39
RELACION B/C	0,93	0,81	0,79	0,75
RECUPERACION INVERSION (años)	8,26	7,77	7,69	7,55

Tabla 5.11 Valores presentes con los diferentes tipos de interés.

La tasas de interés según el Banco Central del Ecuador⁵⁴, es de 9,33%, siendo la tasa activa efectiva máxima para el segmento productivo Corporativo, de la misma manera se escoge el 11,33 %, que es la tasa activa efectiva máxima para el segmento productivo PYMES, y 5% del Banco Nacional de Fomento⁵⁵

⁵⁴ Banco Central del Ecuador, tasas activas máximas de interés productiva empresarial, febrero del 2012

⁵⁵ https://www.bnf.fin.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=49&Itemid=88&lang=es

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y DE LA TASA DE INTERÉS							
TASA DE INTERÉS	VARIACION DE COSTOS (%)	VARIACION COSTOS (USD)	VALOR PRESENTE COSTOS INVERSIÓN (USD)	VALOR PRESENTE PENALIZACIÓN (USD)	VALOR PRESENTE NETO VPN (USD)	BENEFICIO-COSTO B/C	RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN
5,00%	-10	1273,19	1815,86	1886,11	70,25	1,04	7,43
	ACTUAL	1414,65	2017,62		-131,51	0,93	8,26
	10	1556,12	2219,38		-333,27	0,85	9,09
9,33%	-10	1273,19	1708,16	1545,06	-163,10	0,90	6,99
	ACTUAL	1414,65	1897,95		-352,89	0,81	7,77
	10	1556,12	2087,75		-542,69	0,74	8,55
10,21%	-10	1273,19	1690,14	1487,43	-202,71	0,88	6,92
	ACTUAL	1414,65	1877,93		-390,50	0,79	7,69
	10	1556,12	2065,72		-578,29	0,72	8,46
11,83%	-10	1273,19	1659,75	1389,78	-269,97	0,84	6,80
	ACTUAL	1414,65	1844,17		-454,39	0,75	7,55
	10	1556,12	2028,59		-638,81	0,69	8,31

Tabla 5.12 Análisis de sensibilidad al variar los costos.

5.4 CALCULOS EN EL TRANSFORMADOR # 1724

En la figura 5.3 se presenta la potencia activa medida en el transformador # 1724, 3φ, de 75 kVA, en los siete días.

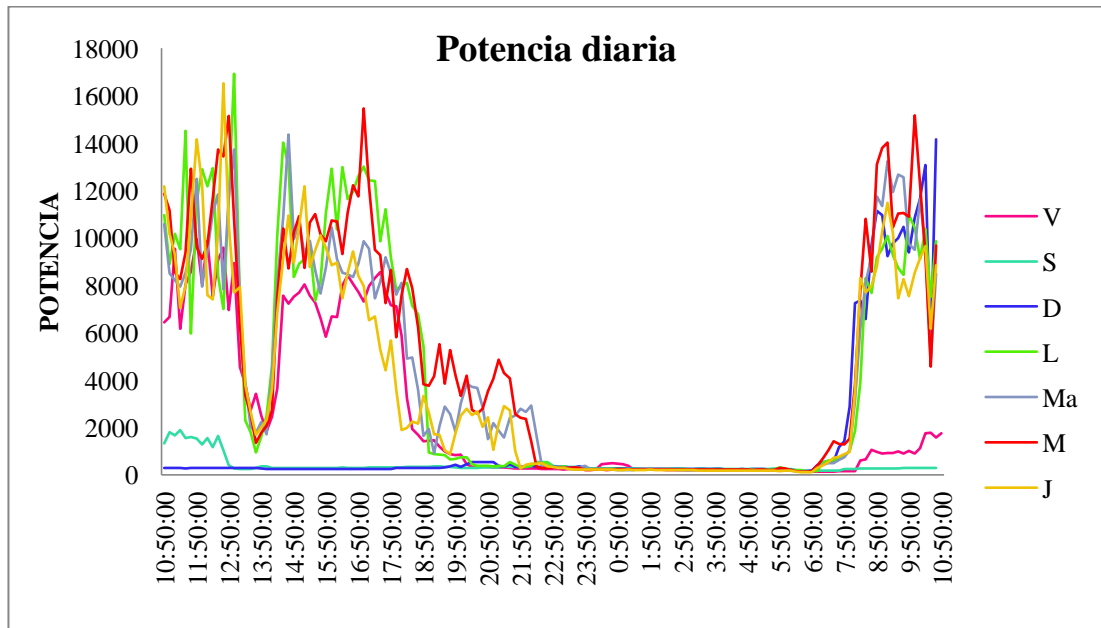


Figura 5.3. Potencia activa medida en siete días seguidos

Ahorro por penalización (por bajo factor de potencia)

Los valores de penalización serán remplazados en la fórmula siguiente, como se describió en el anterior transformador, se tomará en cuenta la facturación por energía (Tabla 5.2) y la comercialización durante un año, donde la comercialización mensual en nuestro medio es de 1,41 dólares, mientras que la facturación de la demanda no se tomará en cuenta, debido a que este valor solo es considerado para clientes especiales que tienen medidor que registra la medida de la demanda.

$$\text{Penalización} = \left(\frac{fp_{CONELEC}}{fp_{CLIENTE}} - 1 \right) * (\text{Consumo de Energía} + \text{comercialización})$$

$$\text{Penalización} = \left(\frac{0,92}{0,731} - 1 \right) * [3574,94 + (12 * 1,41)]$$

$$\text{Penalización} = (0,2585) * (3591,86)$$

$$\text{Penalización} = 928,49 \text{ dólares anuales}$$

AHORRO AL MEJORAR EL BAJO FACTOR DE POTENCIA			
# Transformador	fp Medido	fp CONELEC	Penalización (\$)
1724	0,731	0,92	928,49

Tabla 5.13. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia.

En la tabla 5.13 al mejorar la condición por bajo factor de potencia, en el transformador antes mencionado con un banco de condensadores automático. Se puede apreciar el Ahorro Económico Anual (AEA) total de 928,49 dólares anuales.

5.4.1 INVERSION PARA CORREGIR FACTOR DE POTENCIA

Cabe indicar que para los accesorios correspondientes al banco de condensadores automático se toma en cuenta las recomendaciones realizadas por los fabricantes como son tablas de cálculo de kVAR, contactores, protecciones y diámetros de conductores como se indica en el anexo 4.

INVERSION PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA					
DESCRIPCION			CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CONDENSADORES UCW (bloque)	2 (kVAR)		5	140	700
VARLOGIC	NR6		1	431,16	431,16
CONTACTORES AC3 (A)	LC1-D09		5	80,38	401,9
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	3P-10A		5	43,43	217,15
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	1P-10A		1	8,33	8,33
CABLES TW # 10	metros		80	0,95	76
TRANSPORTE	carrera		1	10	10
GRUA	C/hora		2	50	100
CAJA SOPORTE METALICA			1	180	180
MONTAGE E INSTALACION			1	150	150
MANO DE OBRA	Electricista (c/día)		1	13,73	13,73
	Ayudante (c/día)		1	13,57	13,57
DIRECCION TECNICA	Ingeniero (c/día)		1	14,5	14,5
TOTAL (\$)					2316,34

Tabla 5.14 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia

En la tabla 5.14 se determina la inversión total para mejorar el factor de potencia en el transformador antes indicado, para ello se han realizado cotizaciones de materiales, equipos, y mano de obra para la instalación; se considera que las instalaciones de los equipos de corrección, se instalarán en un día laborable con el siguiente personal: un ingeniero, un electricista, y un ayudante. Los salarios de cada uno de ellos están vigentes en el Acuerdo Ministerial 255 del 8 de enero del 2011, ver en el (Anexo 4), los cálculos de la cantidad de kvar necesarios para corregir el factor de potencia en este transformador se encuentra en la página 111 de esta tesis.

COSTO DE OPERACION MANTENIMIENTO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Mantenimiento (1 por año)	1	50	50
		SUBTOTAL	50,00
		IVA 12%	6,00
		TOTAL	56,00

Tabla 5.15 Costo de Operación y mantenimiento

COSTO DE RETIRO DEL EQUIPO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Costos mano de obra	1	100	100
		SUBTOTAL	100,00
		IVA 12%	12,00
		TOTAL	112,00

Tabla 5.16 Costo de retiro del Equipo

COSTO DE REPOSICION DE UNA UNIDAD			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Valor de una unidad	1	140	140
Gastos de instalación	1	60	60
		SUBTOTAL	200,00
		IVA 12%	24,00
		TOTAL	224,00

Tabla 5.17 Costo de reposición de una unidad

5.4.1.1 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE INVERSIÓN

En la figura 5.4 se representa el valor de inversión (I), la operación y mantenimiento durante la vida útil ($O - M_n$) que para este caso es para diez años, reposición de una unidad en el año 5 que se prevé que se dañe ($R - U_5$), retiro del equipo cuando termina su vida útil, según el fabricante ($R - E_{10}$), y el ahorro de las penalizaciones que evita durante los años de vida útil del banco de condensadores (AEA_n).

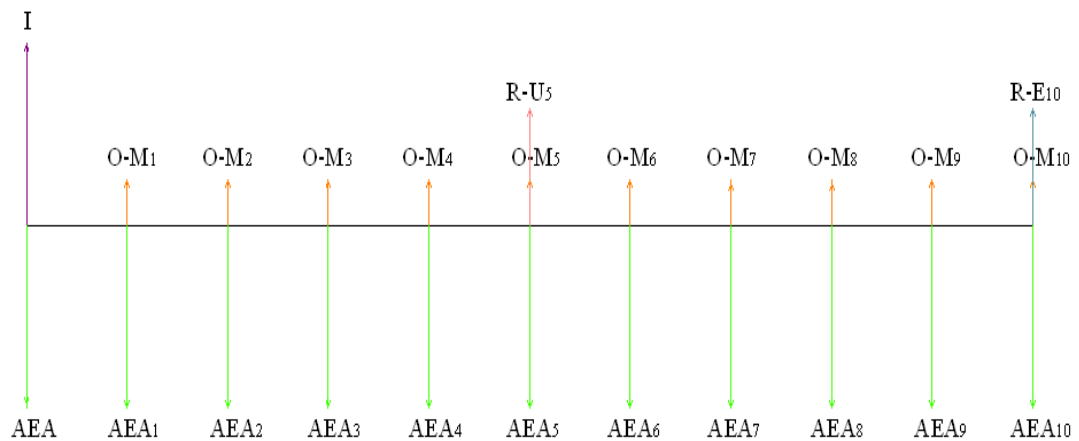


Figura 5.4 Flujo de caja

Para realizar el cálculo del valor presente de inversión se debe traer a todos los valores de inversión al presente con el interés del banco central de 10.21%, a continuación se realiza un cuadro resumen de los cálculo con las fórmulas realizadas en el transformador anterior.

VALOR PRESENTE DE COSTOS		INTERES
		ACTUAL 10,21%
VP1	(I)	2316,34
VP2	(O-M)	341,01
VP3	(R-E)	42,37
VP4	(R-U)	137,77
TOTAL		2837,48

Tabla 5.18 Resumen del valor presente de los costos

5.4.1.2 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE LA PENALIZACION QUE SE EVITARA.

$$VP_{AEA} = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$$

$$VP_{AEA} = 928,49 \left(\frac{(1+0,1021)^{10} - 1}{0,1021(1+0,1021)^{10}} \right)$$

$$VP_{AEA} = 5654,06$$

5.4.1.3 CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO

$$VP_{NETO} = VP_{AEA} - VP_I$$

$$VP_{NETO} = 5654,06 - 2837,48$$

$$VP_{NETO} = 2816,58$$

5.4.1.4 CALCULO DEL RETORNO DE INVERSIÓN (RI)

En el cálculo del retorno de la inversión se indica el tiempo que transcurrirá para recuperar la inversión inicial después de haber implementado la instalación de los equipos que corrigen la calidad del producto.

Donde

$$RI = \frac{VP_I}{AEA}$$

RI = Retorno de la Inversión (años)

VP_I = Valor presente de Inversión (\$)

AEA = Ahorro Económico Anual $\left(\frac{\$}{\text{años}} \right)$

Aplicando los datos en la fórmula anterior se obtiene lo siguiente:

$$RI = \frac{2837,48 \$}{928,49 \frac{\$}{\text{años}}}$$

$$RI = 3,05 \text{ años}$$

La inversión será recuperada en treinta y siete meses a partir de la implementación de la corrección del factor de potencia.

5.4.1.5 CALCULO DE BENEFICIO COSTO (B/C)

Cuando se realiza el cálculo de la relación del B/C es importante determinar las cantidades que constituyen los ingresos llamados **Beneficios**, y cantidades que constituyen los egresos llamados **Costos**.

La fórmula para el cálculo de B/C es la siguiente:

$$B/C = \frac{VP_{AEA}}{VP_I}$$

B/C = Beneficio/Costo

VP_{AEA} = Valor Presente de anualidades

VP_I = Valor presente de Inversión

$$B/C = \frac{5654,06 \$}{2837,48 \$}$$

$$B/C = 1,99$$

Como $B/C < 1$ ***el proyecto es aconsejable***.

Del análisis anterior se puede observar que con la inversión de 2837,48 USD en corregir el factor de potencia, se obtiene un valor presente de ahorro económico de 5654,06 USD, y un Beneficio/Costo de 1,99 es decir mayor que 1 por lo tanto es aconsejable realizar el proyecto de corrección de la calidad del producto.

VALORES PRESENTES DE COSTOS	INTERES
	ACTUAL 10,21%
VP1 (I)	2316,34
VP2 (O-M)	341,01
VP3 (R-E)	42,37
VP4 (R-U)	137,77
TOTAL	2837,48
VALOR PRESENTE PENALIZACION	
VP (AEA)	5654,06
VPN	2816,58
RELACION B/C	1,99
RECUPERACION INVERSION (años)	3,06

Tabla 5.19 Resumen de los valores calculados

5.4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar el análisis de sensibilidad se toman como base los cálculos anteriores; y se consideran como variables de incertidumbre a la tasa de interés y al costo de inversión, conforme se muestra a continuación.

VALORES PRESENTES DE COSTOS	INTERES			
	5,00%	9,33%	ACTUAL 10,21 %	11,83%
VP1 (I)	2316,34	2316,34	2316,34	2316,34
VP2 (O-M)	432,42	354,23	341,01	318,63
VP3 (R-E)	68,76	45,90	42,37	36,61
VP4 (R-U)	175,51	143,40	137,77	128,07
TOTAL	2993,03	2859,87	2837,48	2799,65
VALOR PRESENTE PENALIZACION				
VP (AEA)	7169,55	5873,15	5654,06	5282,89
VPN	4176,53	3013,28	2816,58	2483,23
RELACION B/C	2,40	2,05	1,99	1,89
RECUPERACION INVERSION (años)	3,22	3,08	3,06	3,02

Tabla 5.20 Valores presentes de costos con los diferentes tipos de interés.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y DE LA TASA DE INTERÉS							
TASA DE INTERÉS	VARIACION DE COSTOS (%)	VARIACION COSTOS (USD)	VALOR PRESENTE COSTOS INVERSIÓN (USD)	VALOR PRESENTE PENALIZACIÓN (USD)	VALOR PRESENTE NETO VPN (USD)	BENEFICIO-COSTO B/C	RECUPERACIÓN DE INVERSION
5,00%	-10	2084,71	2693,73	7169,55	4475,82	2,66	2,90
	ACTUAL	2316,34	2993,03		4176,52	2,40	3,22
	10	2547,97	3292,33		3877,22	2,18	3,55
9,33%	-10	2084,71	2573,88	5873,15	3299,27	2,28	2,77
	ACTUAL	2316,34	2859,87		3013,28	2,05	3,08
	10	2547,97	3145,86		2727,29	1,87	3,39
10,21%	-10	2084,71	2553,73	5654,06	3100,33	2,21	2,75
	ACTUAL	2316,34	2837,48		2816,58	1,99	3,06
	10	2547,97	3121,23		2532,83	1,81	3,36
11,83%	-10	2084,71	2519,69	5282,89	2763,21	2,10	2,71
	ACTUAL	2316,34	2799,65		2483,24	1,89	3,02
	10	2547,97	3079,62		2203,28	1,72	3,32

Tabla 5.21 Análisis de sensibilidad al variar los costos.

5.5 C ALCULOS EN EL TRANSFORMADOR # 26903

En la figura 5.3 se presenta la potencia activa medida en el transformador ## 26903, 3 ϕ , de 30 kVA, en los siete días.

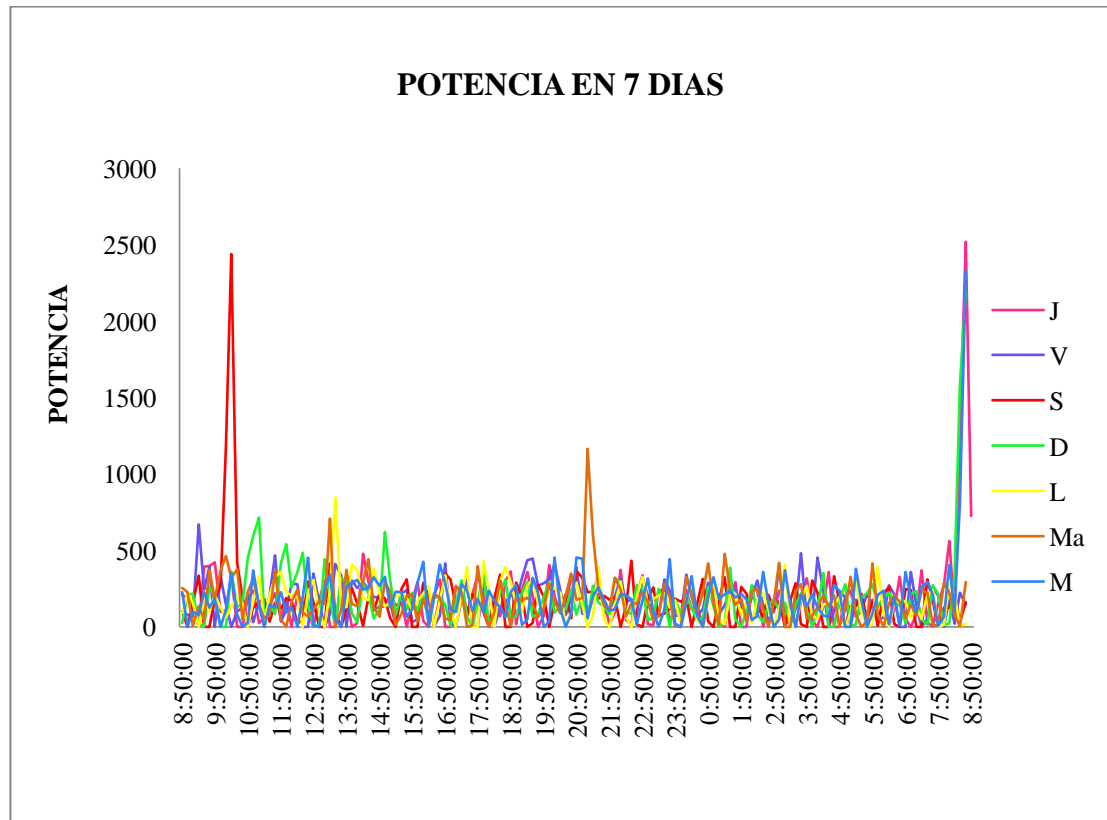


Figura 5.5. Potencia activa medida en siete días seguidos

Ahorro por penalización (por bajo factor de potencia)

Los valores de penalización serán remplazados en la fórmula siguiente como se describió en el primer transformador, se tomará en cuenta la facturación por energía (Tabla 5.2) y la comercialización durante un año, donde la comercialización mensual en nuestro medio es de 1,41 dólares, mientras que la facturación de la demanda no se tomará en cuenta, debido a que este valor solo es considerado para clientes especiales que tienen medidor que registra la medida de la demanda.

$$Penalización = \left(\frac{fp_{CONELEC}}{fp_{CLIENTE}} - 1 \right) * (Consumo de Energía + comercialización)$$

$$Penalización = \left(\frac{0,92}{0,463} - 1 \right) * [233,21 + (12 * 1,41)]$$

$$Penalización = (0,987) * (250,13)$$

$$Penalización = 246,87 \text{ dólares anuales}$$

AHORRO AL MEJORAR EL BAJO FACTOR DE POTENCIA			
# Transformador	fp Medido	fp CONELEC	Penalización (\$)
26903	0,463	0,92	246,87

Tabla 5.22. Resumen de la penalización y del ahorro al realizar la corrección del Factor de potencia.

En la tabla 5.22 al mejorar la condición por bajo factor de potencia, en el transformador antes mencionado con un banco de condensadores automático. Se puede apreciar el Ahorro Económico Anual (AEA) total de 249,83 dólares anuales.

5.5.1 INVERSION PARA CORREGIR FACTOR DE POTENCIA

Cabe indicar que para los accesorios correspondientes al banco de condensadores automático se toma en cuenta las recomendaciones realizadas por los fabricantes como son tablas de cálculo de kVAR, contactores, protecciones y diámetros de conductores como se indica en el anexo 4.

INVERSION PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA					
DESCRIPCION			CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CONDENSADORES UCW (bloque)	1 (kVAR)		4	140	560
VARLOGIC	NR6		1	431,16	431,16
CONTACTORES AC3 (A)	LC1-D09		4	30,91	123,64
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	3P-4A		4	43,43	173,72
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO C60N	1P-10A		1	8,33	8,33
CABLES TW # 12 AWG	metros		60	0,85	51
TRANSPORTE	carrera		1	10	10
GRUA	C/hora		2	50	100
CAJA METALICA SOPORTE			1	150	150
MONTAGE INSTALACION E			1	150	150
MANO DE OBRA	Electricista (c/día)		1	13,73	13,73
	Ayudante (c/día)		1	13,57	13,57
DIRECCION TECNICA	Ingeniero (c/día)		1	14,5	14,5
				TOTAL (\$)	1799,65

Tabla 5.23 Dólares de Inversión para corregir factor de potencia

En la tabla 5.23 se determina la inversión total para mejorar el factor de potencia en el transformador antes indicado, para ello se han realizado cotizaciones de materiales, equipos, y mano de obra para la instalación; se considera que las instalaciones de los equipos de corrección, se instalarán en un día laborable con el siguiente personal: un ingeniero, un electricista, y un ayudante. Los salarios de cada uno de ellos están vigentes en el Acuerdo Ministerial 255 del 8 de enero del 2011, ver en el (Anexo 4), los cálculos de la cantidad de kvar necesarios para corregir el factor de potencia en este transformador se encuentra en la página 100 de esta tesis.

COSTO DE OPERACION MANTENIMIENTO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Mantenimiento (1 por año)	1	50	50
		SUBTOTAL	50,00
		IVA 12%	6,00
		TOTAL	56,00

Tabla 5.24 Costo de Operación y mantenimiento

COSTO DE RETIRO DEL EQUIPO			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Costos mano de obra	1	100	100
		SUBTOTAL	100,00
		IVA 12%	12,00
		TOTAL	112,00

Tabla 5.25 Costo de retiro del Equipo

COSTO DE REPOSICION DE UNA UNIDAD			
DESCRIPCION	CANTIDAD	P. UNIT \$	P. TOTAL \$
Valor de una unidad	1	140	140
Gastos de instalación	1	60	60
		SUBTOTAL	200,00
		IVA 12%	24,00
		TOTAL	224,00

Tabla 5.26 Costo de reposición de una unidad

5.5.1.1 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE INVERSIÓN

En la figura 5.6 se representa el valor de inversión (I), la operación y mantenimiento durante la vida útil ($O - M_n$) que para este caso es para diez años, reposición de una unidad en el año 5 que se prevé que se dañe ($R - U_5$), retiro del equipo cuando termina su vida útil, según el fabricante ($R - E_{10}$), y el ahorro de las penalizaciones que evita durante los años de vida útil del banco de condensadores (AEA_n).

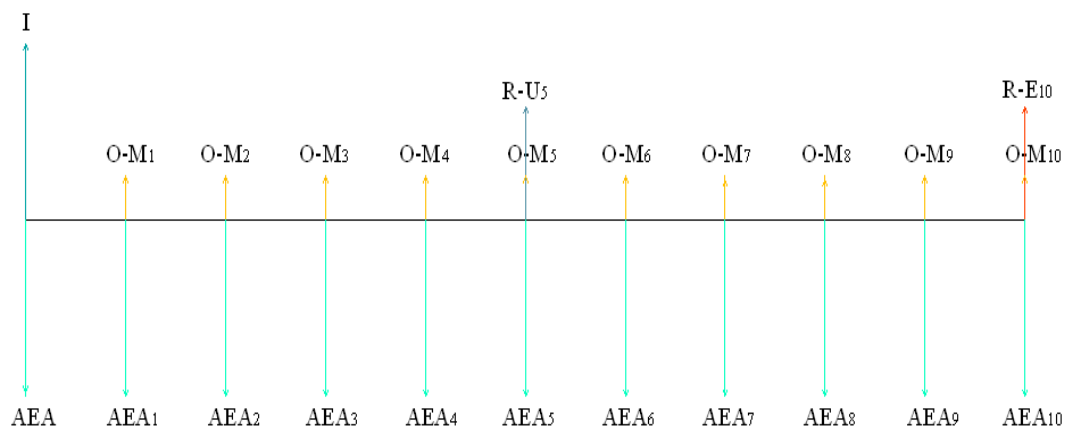


Figura 5.6 Flujo de caja

Para realizar el cálculo del valor presente de inversión se debe traer a todos los valores de inversión al presente con el interés del banco central de 10.21%, a continuación se realiza un cuadro resumen de los cálculo con las fórmulas realizadas en el primer transformador.

VALORES PRESENTES DE COSTOS	INTERES
	ACTUAL 10,21%
VP1 (I)	1799,65
VP2 (O-M)	341,01
VP3 (R-E)	42,37
VP4 (R-U)	137,77
TOTAL	2320,79

Tabla 5.27 Resumen del valor presente de los costos

5.5.1.2 CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE LA PENALIZACION QUE SE EVITARÁ

$$VP_{AEA} = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right)$$

$$VP_{AEA} = 246,87 \left(\frac{(1 + 0,1021)^{10} - 1}{0,1021(1 + 0,1021)^{10}} \right)$$

$$VP_{AEA} = 1503,32$$

5.5.1.3 CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO

$$VP_{NETO} = VP_{AEA} - VP_I$$

$$VP_{NETO} = 1503,32 - 2320,79$$

$$VP_{NETO} = -817,47$$

5.5.1.4 CALCULO DEL RETORNO DE INVERSIÓN (RI)

En el cálculo del retorno de la inversión se indica el tiempo que transcurrirá para recuperar la inversión inicial y los costos de reposición, retiro, operación y mantenimiento después de haber implementado la instalación de los equipos que corrigen la calidad del producto.

Donde

$$RI = \frac{VP_I}{AEA}$$

RI = Retorno de la Inversión (años)

VP_I = Valor presente de Inversión (\$)

AEA = Ahorro Económico Anual $\left(\frac{\$}{\text{años}} \right)$

Aplicando los datos en la fórmula anterior se obtiene lo siguiente:

$$RI = \frac{2320,79 \$}{246,87 \frac{\$}{\text{años}}}$$

$$RI = 9,4 \text{ años}$$

La inversión será recuperada en ciento trece meses a partir de la implementación de la corrección del factor de potencia.

5.5.1.5 CALCULO DE BENEFICIO COSTO (B/C)

Cuando se realiza el cálculo de la relación del B/C es importante determinar las cantidades que constituyen los ingresos llamados **Beneficios**, y cantidades que constituyen los egresos llamados **Costos**.

La fórmula para el cálculo de B/C es la siguiente:

$$B/C = \frac{VP_{AEA}}{VP_I}$$

B/C = Beneficio/Costo

VP_{AEA} = Valor Presente de anualidades

VP_I = Valor presente de Inversión

$$B/C = \frac{1503,32 \$}{2320,79 \$}$$

$$B/C = 0,65$$

Como $B/C < 1$ ***el proyecto no es aconsejable***, desde el punto de vista únicamente económico, con los costos y tasas de interés empleados.

Del análisis anterior se puede observar que con la inversión de 2320,79 USD en corregir el factor de potencia, se obtiene un valor presente de ahorro económico de 1503,32 USD, y un Beneficio/Costo de 0,65 es decir menor que 1 por lo tanto no es aconsejable realizar el proyecto de corrección de la calidad del producto, desde el punto de vista únicamente económico, con los costos y tasas de interés empleados; sin embargo, desde el punto de vista del cumplimiento de la regulación del CONELEC, se hace obligatorio el cumplir con la corrección del factor de potencia, para evitar que la empresa eléctrica sea sancionada por el ente regulador, y su representante legal sea objeto de glosa por parte de la Contraloría General del Estado, al no haber evitado tal sanción.

.

VALORES PRESENTES DE COSTOS	INTERES
	ACTUAL 10,21%
VP1 (I)	1799,65
VP2 (O-M)	341,01
VP3 (R-E)	42,37
VP4 (R-U)	137,77
TOTAL	2320,79
VALOR PRESENTE PENALIZACION	
VP (AEA)	1503,32
VPN	-817,47
RELACION B/C	0,65
RECUPERACION INVERSION (años)	1,54

Tabla 5.28 Resumen de los valores calculados

5.5.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Para realizar el análisis de sensibilidad se toman como base los cálculos anteriores; y se consideran como variables de incertidumbre a la tasa de interés y al costo de inversión, conforme se muestra a continuación.

VALORES PRESENTES DE COSTOS	INTERES			
	5,00%	9,33%	ACTUAL 10,21 %	11,83%
VP1 (I)	1799,65	1799,65	1799,65	1799,65
VP2 (O-M)	432,42	354,23	341,01	318,63
VP3 (R-E)	68,76	45,90	42,37	36,61
VP4 (R-U)	175,51	143,40	137,77	128,07
TOTAL	2476,34	2343,18	2320,79	2282,96
VALOR PRESENTE PENALIZACION				
VP (AEA)	1906,26	1561,57	1503,32	1404,63
VPN	-570,07	-781,61	-817,47	-878,33
RELACION B/C	0,77	0,67	0,65	0,62
RECUPERACION INVERSION (años)	10,03	9,49	9,40	9,25

Tabla 5.29 Valores presentes con los diferentes tipos de interés.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON RESPECTO A LA VARIACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y DE LA TASA DE INTERÉS							
TASA DE INTERÉS	VARIACION DE COSTOS (%)	VARIACION COSTOS (USD)	VALOR PRESENTE COSTOS INVERSIÓN (USD)	VALOR PRESENTE PENALIZACIÓN (USD)	VALOR PRESENTE NETO VPN (USD)	BENEFICIO-COSTO B/C	RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN
5,00%	-10	1619,69	2228,71	1906,26	-322,45	0,86	9,03
	ACTUAL	1799,65	2476,34		-570,08	0,77	10,03
	10	1979,62	2723,97		-817,71	0,70	11,03
9,33%	-10	1619,69	2108,86	1561,57	-547,29	0,74	8,54
	ACTUAL	1799,65	2343,18		-781,61	0,67	9,49
	10	1979,62	2577,50		-1015,93	0,61	10,44
10,21%	-10	1619,69	2088,71	1503,32	-585,39	0,72	8,46
	ACTUAL	1799,65	2320,79		-817,47	0,65	9,40
	10	1979,62	2552,87		-1049,55	0,59	10,34
11,83%	-10	1619,69	2054,66	1404,63	-650,03	0,68	8,32
	ACTUAL	1799,65	2282,96		-878,33	0,62	9,25
	10	1979,62	2511,26		-1106,63	0,56	10,17

Tabla 5.30 Análisis de sensibilidad al variar los costos.

CONCLUSIONES

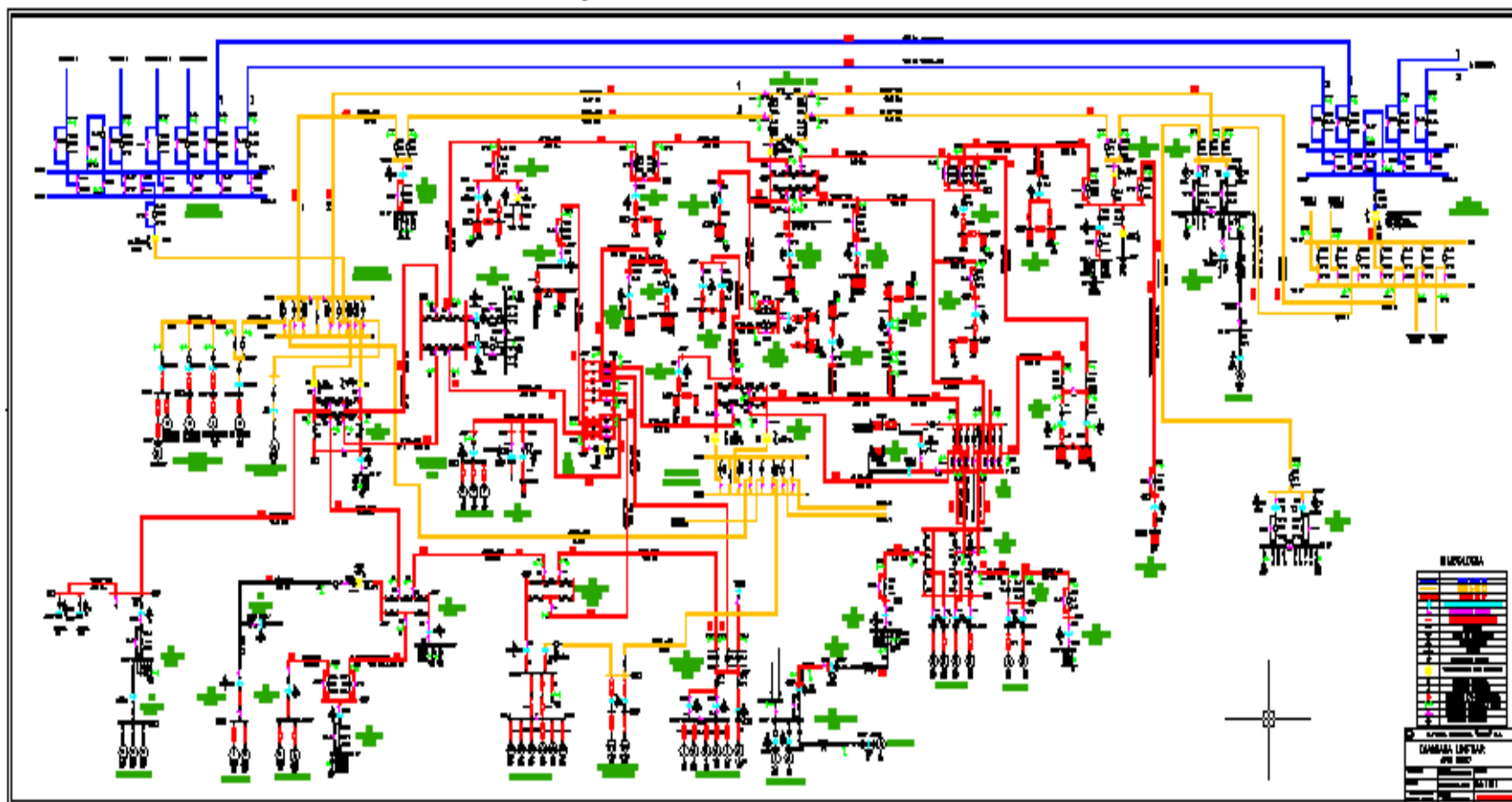
1. En la muestra del estudio se pudo identificar que un transformador de distribución es de exclusividad del usuario, y el factor de potencia no cumple con la regulación del CONELEC, y la EEQ no realiza las notificaciones para que el usuario realice las correcciones.
2. En el análisis de parámetros de calidad, en el transformador # 100111, el nivel del tercer armónicos afecta en un 16,51% y lo máximo permitido en la regulación 004/01 del CONELEC es del 5%, pero se pudo identificar que en la regulación aun no se ha expedido la normativa de cobro por incumplimiento relacionado ya sea por armónicos individuales o el total, además el factor de potencia promedio medido es de 0,765 y según la regulación el mínimo es de 0,92, por lo tanto los dos parámetros no cumplen con la regulación 004/01.
3. En el análisis técnico realizado al transformador # 1724, el factor de potencia promedio medido es de 0,731, y por lo tanto no cumple con la regulación que establece el CONELEC.
4. En el análisis técnico de los parámetros de la calidad del producto, realizado al transformador # 26903, el parámetro factor de potencia promedio medido es 0,463, no cumple con la regulación del CONELEC.
5. En el sector donde se encuentra ubicado el primario 53C, debido al crecimiento de la actividad económica de negocios sin previa verificación de carga instalada por parte de la EEQ, se producen un desbalance de carga en las fases.
6. La EEQ no dispone de una base de datos de transformadores de distribución, lo cual dificultó al realizar el levantamiento, mediante el programa GIS de los datos e información de los transformadores instalados, y también dificultó la verificación en el sitio, si se trataba del mismo transformador.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda a la EEQ, se dé a conocer mediante notificación escrita que debe realizar la corrección del factor de potencia, caso contrario la empresa realizará la compensación con todos los gastos por cobrar en las planillas de consumo de energía eléctrica.
2. Se recomienda a la EEQ realizar la corrección del factor de potencia con el banco de condensadores automático, ya que con ello mejorará la calidad del servicio eléctrico a sus usuarios.
- 2.1 Se recomienda a la EEQ realizar la compensación del tercer armónico, aunque desde el punto de vista económico no habrá recuperación económica debido a que no existe el mecanismo adecuado de cobro por el incumplimiento de la regulación 004/01 del CONELEC, pero en cambio garantiza un producto de calidad a sus usuarios.
3. Se recomienda a la EEQ realizar la compensación de factor de potencia, con el banco de condensadores automático, ya que tendrá un beneficio económico de 1,99, y lo más importante es mejorar la calidad del producto y a sus usuarios.
4. Se recomienda a la EEQ realizar la compensación del factor de potencia con el banco de condensadores automático, de esta manera cumplirá con lo establecido la regulación y se evitará el cobro por el incumplimiento de la misma.
5. A la EEQ se recomienda realizar un plan preventivo de balance de cargas para evitar sobrecargas en una sola fase, y evitar cortes de energía no planificados, además realizar la compensación de voltaje con los Taps de los transformadores de distribución, seleccionando el nivel más adecuado y recomendado por la regulación.

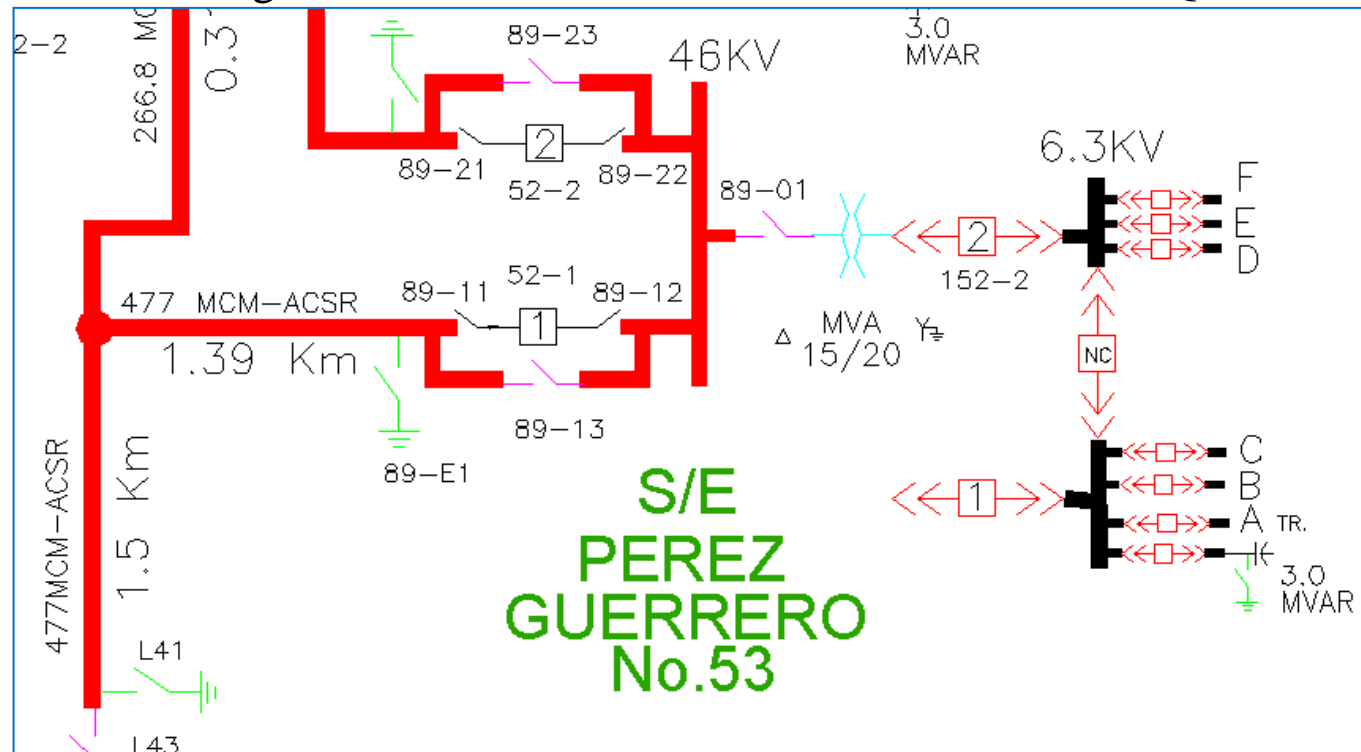
6. Se recomienda a la EEQ, crear una base de datos de todas las subestaciones, donde se incluyan las coordenadas del lugar instalado del transformador, fecha de instalación, potencia, mantenimiento, y el número de usuarios a los que presta el servicio eléctrico, en vista que la EEQ también realiza las mediciones de los parámetros de la calidad, ésta base de datos sea agregada en el departamento de Calidad del Producto.

Anexo 1.
Diagrama unifilar de la EEQ.



Anexo 2.

Diagrama unifilar de la subestación N° 53 de la EEQ



ANEXO 3

REGULACION No. CONELEC – 004/01

CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas.

Que, el Art. 1, inciso segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, establece que las disposiciones de dicho instrumento serán complementadas con regulaciones aprobadas por el CONELEC y por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este Reglamento.

Que, para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

Que, el regular las materias previstas en el considerando precedente, se convierte en una garantía de la prestación del servicio por parte de los Distribuidores, y en una defensa de los derechos de los Consumidores.

En ejercicio de las facultades otorgadas por el literal e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Resuelve:

Expedir la siguiente Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

1 DISPOSICIONES GENERALES

1.1 Objetivo

El objetivo de la presente Regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

1.2 Definiciones

Armónicas: Son ondas sinusoidales de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 60 Hz.

Barras de salida: Corresponde a las barras de Alto Voltaje en las subestaciones de elevación y a las barras de Bajo Voltaje de subestaciones de reducción.

Centro de transformación: Constituye el conjunto de elementos de transformación, protección y seccionamiento utilizados para la distribución de energía eléctrica.

Factor de potencia: Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

Fluctuaciones de Voltaje (o Variaciones de): Son perturbaciones en las cuales el valor eficaz del voltaje de suministro cambia con respecto al valor nominal.

Frecuencia de las interrupciones: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro a un Consumidor.

Interrupción: Es el corte parcial o total del suministro de electricidad a los Consumidores del área de concesión del Distribuidor.

Niveles de voltaje: Se refiere a los niveles de alto voltaje (AV), medio voltaje (MV) y bajo voltaje (BV) definidos en el Reglamento de Suministro del Servicio.

Periodo de medición: A efectos del control de la Calidad del Producto, se entenderá al lapso en el que se efectuarán las mediciones de Nivel de Voltaje, Perturbaciones y Factor de Potencia, mismo que será de siete (7) días continuos.

Perturbación rápida de voltaje (flicker): Es aquel fenómeno en el cual el voltaje cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% del voltaje nominal, pero que pueden repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto “Flicker” (parpadeo) causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Voltaje Armónico: Es un voltaje sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 60 Hz del voltaje de suministro.

Voltaje nominal (Vn): Es el valor del voltaje utilizado para identificar el voltaje de referencia de una red eléctrica.

Voltaje de suministro (Vs): Es el valor del voltaje del servicio que el Distribuidor suministra en el punto de entrega al Consumidor en un instante dado.

Todos aquellos términos que no se encuentran definidos en forma expresa en esta Regulación, tendrán el mismo significado que los establecidos en los demás Reglamentos y Regulaciones vigentes.

1.3 Responsabilidad y Alcance

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.

1.4 Organismo Competente

El cumplimiento de los niveles de Calidad de Servicio será supervisado y controlado por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, a través de los índices que se establecen en la presente Regulación.

1.5 Aspectos de Calidad

La Calidad de Servicio se medirá considerando los aspectos siguientes:

Calidad del Producto:

- a) Nivel de voltaje
- b) Perturbaciones de voltaje
- c) Factor de Potencia

Calidad del Servicio Técnico:

- a) Frecuencia de Interrupciones
- b) Duración de Interrupciones

Calidad del Servicio Comercial:

- a) Atención de Solicitudes
- b) Atención de Reclamos
- c) Errores en Medición y Facturación

1.6 Información

El Distribuidor debe implementar y mantener una base de datos con la información sobre los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Consumidor, esto es:

- Red de AV.
- Subestación de distribución AV/MV.
- Circuito de MV.
- Centros de transformación MV/BV
- Circuito de bajo voltaje y ramal al que está conectado.

- Identificación del cliente (número de suministro).

La tarea del levantamiento de la información necesaria para la determinación de los índices de calidad en las diversas etapas de control, será responsabilidad del Distribuidor. La información recopilada, deberá ser suficiente para permitir al CONELEC controlar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, en la presente Regulación y en el Contrato de Concesión.

El levantamiento de la información, su procesamiento y análisis, comprenderá:

- a) Las mediciones y/o registros de cada uno de los aspectos identificados en 1.5, realizados en la forma señalada mas adelante en los numerales 2 a 4;
- b) La organización de una base de datos auditable que constituya el soporte de la información anterior;
- c) El cálculo de los índices de calidad para cada uno de los parámetros; y
- d) La información relacionada con los desvíos a los límites señalados en los numerales 2 a 4.

Toda la información sobre mediciones, pruebas y su procesamiento, deberá almacenar el Distribuidor por un período no inferior a tres años y estar a disposición del CONELEC.

La totalidad de la información levantada en las diversas etapas, referente a los controles de la calidad del servicio, deberá remitirse al CONELEC en forma impresa con su respectivo respaldo en medio magnético y en los formatos que éste determine.

1.7 Definición de las Etapas de Aplicación

A fin de permitir a los Distribuidores adecuarse a las exigencias de calidad del servicio, la aplicación de la presente Regulación se ajustará a lo previsto en la Segunda Disposición Transitoria del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Para la Etapa Final, se definen las siguientes Subetapas:

Subetapa 1: de 24 meses de duración.

Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida.

Con anterioridad al inicio de la Etapa Final no se aplicarán penalizaciones por los incumplimientos a las exigencias establecidas en la presente Regulación. El detalle de los incumplimientos y las penalizaciones correspondientes se incorporarán en los respectivos contratos de concesión.

2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos. Toda la información deberá estar a disposición del CONELEC al momento que se le requiera.

2.1 Nivel de Voltaje

2.1.1 Índice de Calidad

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

2.1.2 Mediciones

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:
 - a) 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, no menos de 3.
 - b) 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.
 - c) 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

2.1.3 Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

2.2 Perturbaciones

2.2.1 Parpadeo (Flicker)

2.2.1.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} : Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

2.2.1.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto “Flicker” para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.1.3 Límites

El índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

2.2.2 Armónicos

2.2.2.1 Indices de Calidad

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i = 2 \dots 40$) expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

2.2.2.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.2.3 Límites

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i) y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i $ o $ THD $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

2.3 Factor de Potencia

2.3.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

2.3.2 Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

2.3.3 Límite

El valor mínimo es de 0,92.

3 CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

3.1 Aspectos Generales

3.1.1 Control

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

Durante la Subetapa 1 se efectuarán controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en MV o en AV, se determinarán índices individuales.

En la Subetapa 2 los indicadores se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

3.1.2 Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.

- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los Consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

3.1.3 Registro y Clasificación de las Interrupciones

El Distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa 1.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos:

- a) Por su duración
 - Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
 - Largas, las de duración mayor a tres minutos.
- b) Por su origen
 - Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
 - Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas
- c) Por su causa
 - Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
 - No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)
 - Otras

d) Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

3.1.4 Interrupciones a ser Consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un Consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros Consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

3.2 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de Bajo Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquéllas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV.

3.2.1 Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{inst Aj}}$$

b) Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{inst Aj}}$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

\sum_i^{Aj} : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el período en análisis.

kVAfs_i: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R_d : Red de distribución global

A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j"

c) Indices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

3.2.2 Registro

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de las interrupciones y la determinación de los correspondientes índices.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes por toda la empresa y por alimentador de MV, y el monto de las Compensaciones en caso de corresponder. El CONELEC podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices, así como exigir informes de los registros de interrupciones, con una periodicidad menor a la anual.

A los efectos del control, el Distribuidor entregará informes mensuales al CONELEC con:

- a) los registros de las interrupciones ocurridas.
- b) la cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.
- c) el valor de los índices obtenidos.

3.2.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Indice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Las definiciones y fórmulas de cálculo para los índices FAIc y DAIc se detallan en el numeral 3.3.1., sin embargo, los valores límites admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Consumidor	Indice	Valor
Suministro En AV	Lim FAIc	6,0
	Lim DAIC	4,0
Suministro En MV	Lim FAIc	10,0
	Lim DAIC	24,0

3.2.4 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FMIK > \text{LímFMIK}$ y $TTIK < \text{LímTTIK}$

$$ENS = (FMIK - \text{LímFMIK}) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FMIK < \text{LímFMIK}$ y $TTIK > \text{LímTTIK}$

$$ENS = (TTIK - \text{LímTTIK}) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FMIK > \text{LímFMIK}$ y $TTIK > \text{LímTTIK}$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{\text{LímTTIK}}{\text{LímFMIK}}$

$$ENS = (FMIK - \text{LímFMIK}) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FMIK > \text{LímFMIK}$ y $TTIK > \text{LímTTIK}$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{\text{LímTTIK}}{\text{LímFMIK}}$

$$ENS = (TTIK - \text{LímTTIK}) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LímFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LímTTIK: Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

3.3 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

3.3.1 Índices

Los índices de calidad antes indicados, serán calculados mediante las siguientes fórmulas:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$\mathbf{FAIc = Nc}$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$\mathbf{DAIc = \sum_i (K_i * dic)}$$

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

3.3.2 Registro

El sistema de gestión de red a implementar por el Distribuidor, que permita el control de la calidad del servicio técnico a nivel del suministro al consumidor, deberá como mínimo almacenar la siguiente información:

- Datos de las interrupciones, indicando inicio y fin de la mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (identificación de las modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).
- Esquema de alimentación de cada consumidor, de forma tal que permita identificar el número de consumidores afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada consumidor con el siguiente grado de detalle.
 - circuito o ramal de BV
 - centro de transformación MV/BV
 - alimentador MV
 - transformador AV/MV
 - subestación AV/MV
 - red AV

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los consumidores.

3.3.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

Indice	Lim FAIc	Lim DAIC
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

3.3.4 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 2, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FAIc > LímFAIc$ y $DAIc < LímDAIc$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FAIc < LímFAIc$ y $DAIc > LímDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

DAIc: Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

Lim FAIc: Límite Admisible de FAIc.

Lim DAIc: Límite Admisible de DAIc

4 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

El Distribuidor tiene la obligación de proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores.

4.1 Aspectos Generales

4.1.1 Parámetros a considerar

La calidad del servicio comercial al consumidor, que debe ser cumplida por el Distribuidor, responderá a los siguientes parámetros:

a) Niveles Individuales de Calidad Comercial

Son aquellos vinculados a las prestaciones garantizadas a cada Consumidor.

b) Niveles Globales de Calidad Comercial

Se corresponden con metas de calidad para todo el Distribuidor.

4.1.2 Registro de la Información

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de la totalidad de eventos relacionados con el cálculo de los índices globales e individuales y la determinación de los correspondientes índices.

El registro se deberá efectuar directamente en los sistemas informáticos que utilice el Distribuidor para su gestión comercial; y, los reportes e informes que reciba el CONELEC, deberán ser extraídos en forma automática desde los citados sistemas, los que deberán ser desarrollados previo al inicio de la Etapa Final y sometidos a conocimiento del CONELEC.

4.1.3 Clasificación por Densidad Demográfica

A efectos de la determinación de niveles admisibles de los índices de Calidad del Servicio Comercial, se considerará la siguiente clasificación referida a la Densidad Demográfica, dentro del área geográfica que corresponde a la prestación del servicio:

- a) Densidad Demográfica Alta: mayor o igual a 15 consumidores/km²
- b) Densidad Demográfica Media: desde 5 hasta 15 consumidores/km²
- c) Densidad Demográfica Baja: menor a 5 consumidores/km²

4.2 Índices y Límites Individuales

Se consideran como índices de Calidad del Servicio Comercial al Consumidor, a los asociados con:

- La Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor
- Estimaciones en la Facturación
- **Resolución de Reclamos Comerciales**
- Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago
- **Plazo de Respuesta a las Consultas de los Consumidores.**
- **Información previa a los Consumidores acerca de Interrupciones Programadas**
- **Reposición del suministro después de una interrupción individual**

4.2.1 Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor

Se consideran los tiempos máximos en que el Distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada Consumidor, a partir de la fecha de pago del depósito en garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y el equipo de medición. Los referidos plazos serán los siguientes:

- a) Sin modificación de red:

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	8 días	4 días
Densidad Demográfica Media	10 días	5 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	15 días	7 días

b) Con modificación de red dentro de la franja de servicio de 200 m:

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	15 días	10 días
Densidad Demográfica Media	17 días	12 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	20 días	15 días

c) Instalaciones a Medio Voltaje, con instalación a cargo del consumidor:

Subetapa 1: 10 días

Subetapa 2: 5 días

d) Instalaciones a Medio Voltaje, con instalación a cargo del distribuidor:

Plazo a convenir entre las partes con los siguientes máximos.

Subetapa 1: 20 días

Subetapa 2: 15 días

4.2.2 Estimaciones en la Facturación

La facturación a los Consumidores de las zonas urbanas o de densidad demográfica alta y media se efectuarán obligatoriamente en función de lecturas directas de los medidores. Solo serán admisibles facturaciones basadas en estimaciones, para los casos del sector rural que no disponga de medidores y los de excepción determinados en la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor, para los cuales el Distribuidor se sujetará a lo establecido en dicha Ley.

4.2.3 Resolución de Reclamos Comerciales

Toma en consideración el plazo máximo en que el Distribuidor debe atender y resolver los reclamos de los Consumidores por cuestiones comerciales, contados a partir del momento en que sean recibidos.

Este plazo, de acuerdo al Art. 24 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, será como máximo de 4 días.

4.2.4 Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago

Mide el tiempo, en horas, en que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el Consumidor haya cancelado su deuda.

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
-----------------	------------	------------

Densidad Demográfica Alta	24 h	10 h
Densidad Demográfica Media	30 h	15 h
Densidad Demográfica Baja	36 h	24 h

4.2.5 Plazo de Respuesta a las Consultas de los Consumidores

Los plazos máximos en que el Distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas de los Consumidores, desde el momento en que las recibe, son los siguientes:

Subetapa 1: 10 días

Subetapa 2: 5 días

4.2.6 Información previa a los Consumidores sobre Interrupciones Programadas

El Distribuidor debe informar a los consumidores acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a cuarenta y ocho horas (48).

4.2.7 Reposición del suministro después de una interrupción individual

Independientemente de las exigencias indicadas en el punto referido a la calidad de Servicio Técnico, en los casos en que un usuario sufra una interrupción prolongada, el Distribuidor debe reponer el suministro en los tiempos máximos que se indican a continuación, los que se miden en horas desde el momento de la interrupción:

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	5 h	3 h
Densidad Demográfica Media	7 h	4 h
Densidad Demográfica Baja	15 h	8 h

4.3 Índices y Límites Globales

Corresponden a las metas de calidad para todo el Distribuidor; y comprende los siguientes factores:

- Conexiones de Servicio
- **Calidad de la Facturación**
- Tratamiento de Reclamos
- **Rehabilitaciones de Suministro**
- **Respuesta a las Consultas de los Consumidores**
- **Consumidores reconectados después de una interrupción**

4.3.1 Conexiones de Servicio

Se considera los porcentajes mínimos de conexiones de servicio que deben realizarse dentro de los plazos máximos establecidos como índices individuales para cada consumidor, para aquellos consumidores que no requieran de ampliación o modificación de la red de distribución.

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	95 %	98 %
Densidad Demográfica Media y Baja	95 %	98 %

4.3.2 Calidad de la Facturación

La medición del desempeño del Distribuidor en lo que se refiere a la calidad de la facturación a los consumidores se evaluará conforme al siguiente índice:

Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF)

Se considera, mensualmente y por categoría tarifaria, el porcentaje máximo de refacturaciones de facturas emitidas.

$$PEF = \frac{Fa}{Ne} * 100$$

Donde:

Fa: Número de facturas ajustadas con motivo de corregir un error de lectura o facturación.

Ne: Número total de facturas emitidas

Los límites establecidos son los siguientes:

Subetapa 1: 4%

Subetapa 2: 2%

4.3.3 Tratamiento de Reclamos

La medición del desempeño del Distribuidor, en lo que respecta al número y tratamiento de los Reclamos de los Consumidores y sus quejas, se verificará mensualmente, de acuerdo a los siguientes parámetros:

a) Porcentaje de reclamos (PRU):

$$PRU = \frac{Ra}{Nu} * 100$$

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas procedentes recibidas

Nu: Número total de consumidores servidos

Los límites establecidos son los siguientes:

	Subetapa 1	Subetapa 2
PRUi	10 %	8 %
PRUt	8 %	6 %
PRUc	5 %	3 %

Donde:

PRUi: Porcentaje de Reclamos por interrupciones de servicio

PRUt: Porcentaje de Reclamos por variaciones en los niveles de Voltaje

PRUc: Porcentaje de Reclamos por problemas comerciales

b) Tiempo promedio de procesamiento de los Reclamos Comerciales (TPR):

$$TPR = \frac{\sum_i Ta_i}{Ra}$$

Donde:

Ta_i: tiempo en días para resolver cada reclamo o queja

Ra: número total de reclamos o quejas recibidas

Los límites establecidos son los siguientes:

Subetapa 1: 8 días

Subetapa 2: 4 días

c) Porcentaje de resolución (PRR):

$$PRR = \frac{Nr}{Ra} * 100$$

Donde:

Nr = Número de casos de reclamos y quejas resueltas

Ra = número total de reclamos o quejas recibidas

Los límites establecidos son los siguientes:

Subetapa 1: 95%

Subetapa 2: 98%

4.3.4 Rehabilitaciones de Suministro

Se considera el porcentaje de rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago que, como mínimo, deben ser realizados por el Distribuidor dentro de los plazos establecidos como índices individuales para cada consumidor.

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	95 %	97 %
Densidad Demográfica Media	95 %	97 %
Densidad Demográfica Baja	92 %	95 %

4.3.5 Respuesta a las Consultas de los Consumidores

Se considera el porcentaje de consultas de consumidores que, como mínimo, deben ser respondidas por escrito por el Distribuidor dentro de los plazos establecidos como índices individuales para cada consumidor.

	Subetapa 1	Subetapa 2
Respuestas en Plazo	95 %	98 %

4.3.6 Consumidores reconectados después de una interrupción

Para este índice se considera el porcentaje de Consumidores que, como mínimo, deben ser reconectados por el Distribuidor, dentro de los plazos máximos garantizados a cada usuario.

AREA GEOGRAFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta	95 %	97 %
Densidad Demográfica Media	95 %	97 %
Densidad Demográfica Baja	93 %	95%

4.4 Satisfacción de Consumidores

4.4.1 Índice

Para evaluar la satisfacción de los Consumidores en relación con el suministro del servicio, se utilizará la siguiente expresión:

$$ISC = \frac{\text{Com.S}}{\text{Com.T}} * 100$$

Donde:

ISC: Índice de satisfacción de los Consumidores en porcentaje.

Com.S: Número de Consumidores, de los encuestados, que se encuentran satisfechos con el servicio prestado por el Distribuidor.

Com.T: Número de Consumidores encuestados.

4.4.2 Encuestas

Para el cálculo del índice señalado, el Distribuidor deberá efectuar a su costo, cuando el CONELEC lo determine y al menos anualmente, una encuesta entre los Consumidores ubicados en su área de concesión.

El número de Consumidores a ser encuestados, será seleccionado en tal forma que la muestra sea estadísticamente representativa; considerando los

diferentes tipos de Consumidores, los niveles de voltaje y las zonas geográficas. La encuesta considerará los siguientes aspectos:

1. Variaciones del voltaje
2. Flicker o parpadeo
3. Frecuencia de interrupciones
4. Duración de las interrupciones
5. Atención a solicitudes de servicio
6. Atención a reclamos
7. Facturación
8. Facilidades de pago de facturas
9. Imagen institucional

Se calculará el índice de satisfacción a los Consumidores para cada uno de los aspectos indicados.

La muestra a ser encuestada, así como el formato y contenido de la encuesta serán sometidos a consideración del CONELEC, por lo menos treinta (30) días antes de la fecha de inicio de las encuestas.

4.4.3 Límite

Se considerará que el Distribuidor cumple satisfactoriamente con este Índice, cuando los valores obtenidos de las encuestas, para el ISC, son iguales o mayores al 90%.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0116/01, en sesión de 23 de mayo de 2001.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC

ANEXO 4

COTIZACION DE MATERIALES

En la siguiente proforma se presenta los precios para corregir el factor de potencia, los precios fueron proporcionados por la empresa DIPRELSA.



DISTRIBUIDORA DE PRODUCTOS TECNICOS S.A.

Calle Alonso de Torres 757 y Av. El Parque
Edificio "Centrum El Bosque"
PBX: (02) 225 6680 FAX: (02) 225 6705
Casilla: 17-10-7240 • e-mail: diprelsa@ulco.salnet.net
QUITO - ECUADOR

ATENCION: JOSE MALUA
CIUDAD: QUITO
ASUNTO: MATERIAL Y EQUIPO ELECTRICO
FECHA: Lunes, 17 de enero del 2011

PROFORMA : GG-JM20-2011

En atención a su amable solicitud, ponemos a consideración la siguiente oferta:

Item	Descripción	Unidad	Cod.	P/lista	Dsct.	P/Unit.	Cant.	P/Total
1	CAPACITOR 3 KVAR 230V. 60HZ. #51301	EA	51301	84,12	10	75,71	1	75,71
2	CAPACITOR 5 KVAR 230V. 60HZ. #51303	EA	51303	84,12	10	75,71	8	605,66
3	CAPACITOR 10KVAR 230V. 60HZ. #51310	EA	51310	108,79	10	97,91	4	391,64
4	CONTROLADOR AUTO. 6P 220-240V #52448	EA	52448	427,74	10	384,97	3	1.154,90
5	CONTACT.3P 18A/AC3 S/B LC1-D18	EA	LC1-D18	22,40	10	20,16	1	20,16
5	BOB. P/LC1D09-D38 220V LXD1M7	EA	LXD1M7	21,80	10	19,62	1	19,62
6	CONTACT.3P 32A/AC3 S/B LC1-D32	EA	LC1-D32	58,58	10	52,72	8	421,78
6	BOB. P/LC1D09-D38 220V LXD1M7	EA	LXD1M7	21,8	10	19,62	8	156,96
7	CONTACT.3P 50A/AC3 S/B LC1-D50	EA	LC1-D50	87,11	10	78,40	4	313,60
7	BOB. P/LC1D40-D95 220V LX1D6M6	EA	LX1D6M6	37,89	10	34,10	4	136,40
8	CAB.CU.TTU #2 AWG 7H 2KV.	C/M	TTT (2 AWG)	9,62	10	8,66	15	129,87
9	TABLERO CORRECCION DE ARMÓNICOS PQFK . 220 VAC	EA	PQFK	23951	20	19.160,80	2	38.321,60
10	CAB.CU.TTU #2 AWG 7H 2KV.	C/M	TTT (2 AWG)	9,62	10	8,66	30	259,74
MARCAS-SCHNEIDER ELECTRIC (TELEMECANIQUE)								
IMPORTANTE								
TODO EL MATERIAL PROFORMADO ES NUEVO								
GARANTIA DE 2 AÑOS CONTRA DEFECTOS DE FABRICACION								
SALIDA DE MERCADERIA NO SE ADMITE CAMBIOS NI DEVOLUCIONES								
PARA EVITAR FUTUROS INCONVENIENTES VERIFICAR QUE EL MATERIAL OFERTADO CUMPLA CON SUS REQUERIMIENTOS								
CONDICIONES COMERCIALES								
FORMA DE PAGO : CONTADO								
TIEMPO DE ENTREGA: ENTREGA INMEDIATA , STOCK DISPONIBLE SALVO VENTA PREVIA								
DURACION DE LA OFERTA : 30 DIAS								
								SUMAN :
								IVA 12 %
								TOTAL

SUMAN :	42.007,64
IVA 12 %	5.040,92
TOTAL	47.048,56

En el siguiente listado se presenta los precios de los filtros para corregir armónicos, los siguientes precios son proporcionados por la empresa ABB.

Lista de precios de filtros de armónicos ABB

PQFM	(150A)	EUR 23175
PQFK	(100A)	EUR 21385
PQFS	(100A)	EUR 14165
APC	(200KVAR, 8* 25KVAR)	EUR 15470
CLMD	(25KVAR, 480VAC)	EUR 405
RVT	(12 PASOS)	EUR 616

EUR = Euros

CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS A INSTALAR

Compensación de Energía Reactiva

Condensadores modulares Varplus ²



REFERENCIA	VOLTAJE	POTENCIA BASE KVAR	PRECIO UNITARIO USD
51301	240V. 60Hz	3 M1	84.12
51303	240V. 60Hz	5 M1	84.12
51305	240V. 60Hz	7,5 M1	99.62
51307	240V. 60Hz	10 M1	108.79
51351	480V. 60Hz.	10 M1	79.69
51353	480V. 60Hz.	12,5 M1	79.69
51383	480V. 60Hz.	15 M1	89.81
51461	Tapas de protección superior IP42 para M1	3 unidades	20.37
51461 A	Tapas de protección superior IP42 para M1	1 unidades	6.79

COMBINANDO MODULARMENTE LOS CAPACITORES DE POTENCIA BASE SE OBTIENE

CANTIDAD	POTENCIA BASE KVAR.	TOTAL BANCO
1	5	5
1	7,5	7,5
1	10	10
2	10+5	15
2	10+7,5	17,5
2	10+10	20
		etc.



$$10 + 5 = 15$$



$$10 + 10 + 10 = 30$$

Nota: Se pueden formar bancos de capacitores juntando hasta tres módulos de potencia base,

Nota: Bancos de potencias y voltajes diferentes a los indicados se puede suministrar bajo pedido.

COMPENSACIÓN REACTIVA

Regulador VARLOGIC



Los reguladores Varlogic miden permanentemente el $\cos\phi$ de la instalación y contralán la conexión y desconexión de los distintos escalones para llegar en todo momento al $\cos\phi$ objetivo.

La gama Varlogic está formada por 3 aparatos:

- Varlogic NR6: regulador de 6 escalones.
- Varlogic NR12: regulador de 12 escalones
- Varlogic NRC12: regulador de 12 escalones con funciones complementarias de ayuda al mantenimiento.

Hay que destacar

- Pantallas retroiluminadas, mejorando sensiblemente la visualización de los parámetros visualizados.
- Nuevo programa de regulación que permite realizar cualquier tipo de secuencia.

- Nueva función de autoprogramación / autoajuste.
- Más información sobre potencia y tasas de distorsión, disponible en todos los modelos.
- Posibilidad de comunicación (RS 485 Modbus) solo para el NRC12, opcional.

Características técnicas

Datos generales:

- Temperatura de funcionamiento: 0 a 60°C.
- Temperatura de almacenamiento: 20°C a + 60°C.
- Color: RAL 7016.
- Normas CEM: EN 50081-2, CEI 61000-6-2.
- Normas eléctricas: CEI/EN 61010-1.
- Montaje: sobre carril DIN 35 mm (EN 50022) o empotrado (taladro 138 138 mm – 0 + 1mm).
- IP montaje empotrado:
 - Frontal: IP 41.
 - Posterior: IP 20.
- Pantalla:
 - Tipo NR6 y NRC12: pantalla retroiluminada 65v 21 mm.
 - Tipo NRC12: pantalla gráfica retroiluminada 55v 28 mm.
- Idiomas: alemán, español francés, inglés, portugués.
- Contacto de alarma: separado y libre de tensión.
- Sonda de temperatura interna.
- Contacto separado para el mando de un ventilador dentro de la batería.
- Mantenimiento del mensaje de alarma ya anulación manual del mensaje.
- Acceso al histórico de alarmas.

Entradas

- Conexión fase – fase o fase – neutro.
- Insensible al sentido de rotación de fases y de conexión de TI (bornes K-L).
- Desconexión frente a microcortes superiores a 15 ms.
- Entrada intensidad:
 - NR6 y NRC12 TI X/5
 - NRC12 TI X/5 y X/1
- Intensidad mínima de funcionamiento en el secundario del TI:
 - R6, R12: 0, 18 A.
 - RC12: 0,036 A.
- Tensión:
 - R6: 110V – 220/240 V – 380/415V.
 - R12, RC12: tensión de alimentación independiente 230 V; tensión de medida (red) 110 V – 220/240 V – 380/415 V – 690V.

Salidas:

- Contactos secos:
 - CA: 1 A/400 V, 2 A/ 250 V, 5 A/120 V.
 - CC: 0,3 A/110 V, 0,6 A/60V, 2 A/24 V.

Ajuste y programación

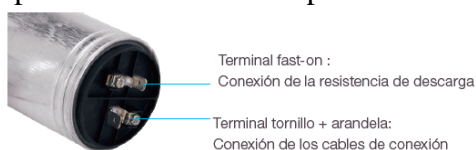
- Ajuste $\cos\varphi$ objetivo: 0,8 ind. A 0,9 cap.
- Posibilidad de doble consigna para $\cos\varphi$.
- Parametrización manual o automática del regulador.
- Búsqueda automática del C/K.
- Programas de regulación:
 - Universal
 - Circular
 - Lineal
 - Optimizado.
- Temporización entre desconexiones sucesivas de un mismo escalón: ajuste digital.
 - NR6 / NR12 10 a 600 s
 - NRC12 10 a 900 s
- Configuración de los escalones (solo RC12):
 - Automático, manual, desconectado.
- Aplicación generador NRC12
- Mando manual para test de funcionamiento.

Condensadores monofasicos WEG, tipo UCW⁵⁶

Características técnicas

Sistema de terminales de conexión de las unidades capacitivas monofásicas UCW con 2 terminales tornillo + arandela y 2 terminales fast-on, que propician un estándar de alta confiabilidad y seguridad para conexión de los cables y de los resistores de descarga.

Las unidades capacitivas monofásicas WEG, tipo UCW, son producidas con película de polipropileno metalizado auto-regenerativo utilizado en la corrección del factor de potencia de las instalaciones eléctricas. El elemento capacitivo es armado en una botella de aluminio y tiene incorporado un dispositivo interruptor de seguridad que desconecta el elemento del circuito de alimentación y proporciona una protección contra defectos internos. En caso de pequeñas rupturas del dieléctrico aislante del capacitor, ocurre la autoregeneración, o sea, la camada metalizada junto a la falla se vaporiza inmediatamente, aislando el defecto y permitiendo la continuidad de la operación normal del capacitor.



OBS.: No soldar las puntas de los cables, utilizar simplemente cables con o sin terminal.

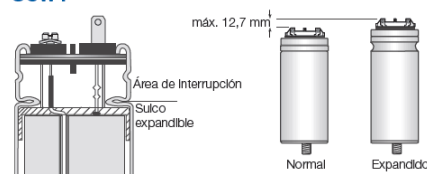
Normas de referencia:	IEC 60831- 1/2
Tolerancia de capacitancia:	±5%
Perdida dieléctrica:	<0,4W/kvar
Temperatura ambiente:	-25°C a +55°C
Máxima corriente admisible:	1,3 In
Máxima tensión admisible:	1,1Un (Duración de 8h a cada 24h de operación)

Máximo dV/dt admisible:	30 V/µs
Tensión nominal Un:	220V/380V/440V/480V
Tensión de aislamiento Ui:	3kV
Terminales:	Proyectados para la corriente nominal del capacitor
Máx. altitud para valores nominales:	2000 m

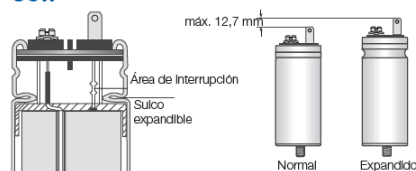
Dispositivo de Seguridad

Este dispositivo actúa en ocurrencia de sobrecargas o en casos de alta presión interna en el capacitor, evitando riesgos de explosiones y propagación de fuego. La protección es obtenida a través de la expansión del involucro y consecuentemente interrupción de la alimentación de los elementos capacitivos.

UCWT



UCW



Capacidad de Potencias Reactiva en kVAR para sistemas monofasicos

Potencias UCW - 60Hz (1)

Tensión (Vca)	Potencia reactiva (kVar)	Capacitancia (µF)	Referencia	Resistor de descarga ⁽²⁾ 30s, 1/10 Un	Tamaño	Peso (kg)
220	0,83	45,5	UCW0,8V25	270kΩ / 3W	2	0,32
	1,67	91,5	UCW1,6V25	150kΩ / 3W	2	0,32
	2,50	137	UCW2,5V25	82kΩ / 3W	4	0,46
	3,33	182,5	UCW3,3V25	56kΩ / 3W	4	0,46

⁵⁶ www.weg.net

Presentacion del condensador tipo cilindro ya sea monofasico o trifasico



Unidad Capacitiva Trifásica - UCWT 220 - 380 Volts Características técnicas

- Los capacitores trifásicos WEG, tipo UCWT son formados por tres células capacitivas producidas con película de polipropileno metalizado auto-regenerativo, conectadas en triángulo y armadas en una botella de aluminio;
- Resistores de descarga incorporados (30s, 1/10 Un) armados internamente;
- Tornillo M12 incorporado al involucro con tuerca y arandela dentada inclusas para fijación de los capacitores en montaje vertical o horizontal;
- Los capacitores UCWT en los tamaños 4 y 5 poseen terminales con posibilidad de conexión de los cables de alimentación con tornillos fenda-philips M3 con arandela imperdible, dimensionados para conexión de los capacitores individualmente y capa de protección antifuego elevando el grado de protección para IP50 y aumentando la seguridad contra contactos accidentales. En los tamaños 6 y 7 poseen terminales del tipo “BOX” para conexión de los cables de alimentación y capa de protección garantizando grado de protección IP20.

Capacidad de potencia reactiva trifasica en kVAR

Potencias UCWT - 60Hz ⁽¹⁾

Tensión (Vca)	Potencia reactivas (kVar)	Capacitores (μF) (Conexión Δ)	Referencia	Corriente nominal (A)	Fusible gL/gG (A) ⁽²⁾	Cable (mm ²) ⁽³⁾	Tamaño	Peso (kg)
220	0,50	9,1	UCWT0,5V25	1,31	10	1,5	4	0,54
	0,75	13,7	UCWT0,75V25	1,97	16	1,5	5	0,54
	1,00	18,3	UCWT1V25	2,62	20	2,5	6	0,54
	1,50	27,4	UCWT1,5V25	3,94	25	2,5	6	0,53
	2,00	36,6	UCWT2V25	5,25	30	4,0	7	0,54
	2,50	45,7	UCWT2,5V25	6,56	35	6,0	7	0,69
	3,00	54,8	UCWT3V25	7,87	50	6	8	0,69
	5,00	91,4	UCWT5V25	13,1	50	10	8	1,37
	7,50	137,1	UCWT7,5V25	19,7	63	10	8	1,75
	10,00	182,8	UCWT10V25	26,3	63	10	8	1,72
	12,5	228,3	UCWT12,5V25	32,8	2	1,5	4	2,0
	15	274	UCWT15V25	39,4	2	1,5	4	2,0

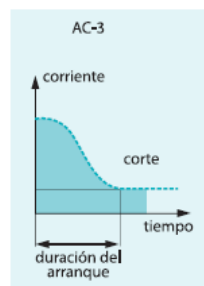
ELECCIÓN DE CONTACTORES

Cada carga tiene sus propias características, y en la elección de los contactores éstas deben ser tomadas en cuenta. Es importante, al momento de escoger un contactor, tener claro cual es la corriente de empleo **le**.

La corriente de empleo, es la máxima corriente de carga que el contactor puede manejar sin un excesivo calentamiento o una degradación de sus contactos. La corriente de empleo es definida por el fabricante y toma en cuenta el voltaje nominal de empleo, la frecuencia nominal, el tipo de servicio, la categoría de empleo y la temperatura ambiente en el entorno del aparato.

Corriente de empleo según categorías de empleo:

La categoría de empleo juega un papel muy importante para determinar la corriente de empleo de los contactores. Es además, de las variables mencionadas en la definición, aquella que con mayor frecuencia tendemos a omitir cuando escogemos un contactor.



Categoría AC3:

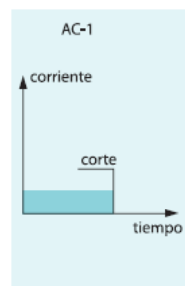
Es la categoría más utilizada. Se aplica a motores jaula de ardilla con arranque en directo y frenado a motor lanzado. El factor de potencia es típicamente 0,85 inductivo. En el **cierre**, el contactor debe ser capaz de establecer una corriente de 5 a 7 veces la corriente nominal del motor. En la **apertura**, el contactor solo debe ser capaz de interrumpir una corriente igual a la corriente nominal del motor.

Ejemplos: Cintas transportadoras, compresores, mezcladoras, etc

Categoría AC1:

Se aplica a todas las cargas cuyo factor de potencia es mayor o igual a 0,95.

Ejemplos: Calefacción en base a resistencias, distribución, transferencia de redes, etc.



Observemos, al comparar ambas categorías de funcionamiento, que la categoría AC3 es mucho mas exigente que AC1.

Durante el "cierre", el contactor se ve obligado a conducir una corriente muy elevada (5 a 7 veces) en tanto que, en categoría AC1, la corriente a establecer es solo una vez la corriente nominal.

Durante la "apertura o corte", nuevamente en categoría AC3 el contactor se ve mas exigido. Si bien es cierto el valor de corriente es igual en ambos casos, en categoría AC3 la corriente es mas inductiva que en AC1. Con esto, los contactos del contactor sufren menos en categoría AC1.

Contadores de fuerza Serie D



LC1-D09

Contadores serie D tipo A Conexión Everlink

LA1-KN11	1NA+1NC		montaje frontal		5.77
Bloque de contactos temporizados On Delay					
LA2-KT2E	1 conmutado	1..30s	24..48 VAC, VDC	montaje frontal	28.86
LA2-KT2U	1 conmutado	1..30s	110..240 VAC	montaje frontal	28.86
Contactores tripolares, para arranque de motores hasta 80 KW/440V, Contactos Aux.1 NA+1NC incluidos.					
REFERENCIA	HP/KW	HP/KW	AMPERIOS	PRECIO	
Tensión asignada de empleo: LC1-D09..D38: hasta 690V, LC1-D40..D150: hasta 1000V.					
Completar con código de tensión	220/240 V	440 V	A C3	AC1	USD
LC1-D09**	3/2.2	5,5/4	9	25	27.60
LC1-D12**	4/3	7.5/5.5	12	25	31.29
LC1-D18**	5,5/4	12/9	18	32	44.20
LC1-D25**	7.5/5,5	15/11	25	40	57.29
LC1-D32**	10/7,5	20/15	32	50	80.38
LC1-D38**	12/9	24/18,5	38	50	99.14
LC1-D40** (1)	15/11	30/22	40	60	102.43
LC1-D40A **	15/11	30/22	40	60	102.43
LC1-D50** (1)	20/15	34/25	50	80	125.00
LC1-D50A **	20/15	40/30	50	80	125.00
LC1-D65** (1)	25/18.5	40/30	65	80	178.54

Precios de los condensadores

Ubicación: /WEG/Capacitores y Corrección del Factor de Potencia

Unidad Capacitativa Monofásica



Informacion del Producto

Descripción

Los capacitores WEG para Corrección del Factor de Potencia son aplicados en instalaciones eléctricas.

Características principales

- Bobinas de polipropileno metalizado y con dieléctrico seco;
- Pérdidas dieléctricas menores que 0,4/kvar;
- Dieléctrico autogenerativo con la evaporación de la cámara metalizada alrededor del punto de ruptura sin afectar la operación normal del capacitor;
- Dispositivo interruptor de seguridad antiexplosión;
- En los modelos UCW-T, MCW, BCW y BCW-P, las unidades capacitivas son suministradas con Resistores de descarga;
- Montaje vertical o horizontal;
- Instalación para uso interno;
- Tolerancia de sobrecorriente permanente de 30%;
- Especificación técnica según la norma IEC 831/1-2 y VDE 560/4.

[Carro de Compras](#)

1 x Unidad Capacita.. \$140.00

Productos en el Carro: 1

Total:	\$140.00
--------	----------

Ver Carro

Productos Popular

1. MINI-INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS MBW
2. ACCESORIOS PARA Guardamotor MPW25/MPW25i
3. GUARDAMOTORES MPW25
4. Convertidor de Frecuencia CFW 09
5. Convertidores de Frecuencia Baja Tensión
6. Convertidor CFW 09
7. Servoconvertidor SCA-05
8. Interruptores Termomagnéticos de Caja Moldeada
9. Guardamotores
10. Enclavamiento Mecánico

Productos en Oferta

1. Unidad Capacitativa Monofásica
Guardar \$50.00

Interrupor Termomagnético para riel DIN C60N

curva "C" para distribución
(disparo magnético entre 5-10 ln)

Capacidad de interrupción según norma IEC 947.2 (Icu)

3 polos: 230/240 V, 20 KA
400/415 V, 10 KA
440 V, 6 KA



C60N 3P

REFERENCIA	PARTE	DESCRIPCION	ANCHO EN PASO DE 9mm	PRECIO USD
C60N 3P 1A C	24344	3 Polos, 1 A	6	42.65
C60N 3P 2A C	24345	3 Polos, 2 A	6	42.65
C60N 3P 3A C	24346	3 Polos, 3 A	6	42.65
C60N 3P 4A C	24347	3 Polos, 4 A	6	38.78
C60N 3P 6A C	24348	3 Polos, 6 A	6	32.89
C60N 3P 10A C	24349	3 Polos, 10 A	6	29.80
C60N 3P 16A C	24350	3 Polos, 16 A	6	29.80
C60N 3P 20A C	24351	3 Polos, 20 A	6	29.80
C60N 3P 25A C	24352	3 Polos, 25 A	6	29.80
C60N 3P 32A C	24353	3 Polos, 32 A	6	29.80
C60N 3P 40A C	24354	3 Polos, 40 A	6	32.89
C60N 3P 50A C	24355	3 Polos, 50 A	6	49.33
C60N 3P 63A C	24356	3 Polos, 63 A	6	52.56

Interrupor Termomagnético para riel DIN C60N

curva "C" para distribución
(disparo magnético entre 5-10 In)

Capacidad de interrupción según norma IEC 947.2 (Icu)

1 polo: 130 V, 20 KA
230/240 V, 10 KA
400/415 V, 3 KA

2 polos: 230/240 V, 20KA
400/415 V, 10KA
440 V, 6 KA



C60N 1P



C60N 2P

REFERENCIA	PARTE	DESCRIPCION	ANCHO EN PASO DE 9mm	PRECIO USD
C60N 1P 1A C	24395	1 Polo, 1 A	2	10.12
C60N 1P 2A C	24396	1 Polo, 2 A	2	10.12
C60N 1P 3A C	24397	1 Polo, 3 A	2	10.12
C60N 1P 4A C	24398	1 Polo, 4 A	2	8.99
C60N 1P 6A C	24399	1 Polo, 6 A	2	8.11
C60N 1P 8A C	24400	1 Polo, 8 A	2	7.92
C60N 1P 10A C	24401	1 Polo, 10 A	2	7.44
C60N 1P 13A C	24402	1 Polo, 13 A	2	7.44
C60N 1P 16A C	24403	1 Polo, 16 A	2	7.44
C60N 1P 20A C	24404	1 Polo, 20 A	2	7.44
C60N 1P 25A C	24405	1 Polo, 25 A	2	7.44
C60N 1P 32A C	24406	1 Polo, 32 A	2	7.44
C60N 1P 40A C	24407	1 Polo, 40 A	2	8.11
C60N 1P 50A C	24408	1 Polo, 50 A	2	12.18
C60N 1P 63A C	24409	1 Polo, 63 A	2	13.15
C60N 2P 1A C	24331	2 Polos, 1 A	4	27.84
C60N 2P 2A C	24332	2 Polos, 2 A	4	27.84
C60N 2P 3A C	24333	2 Polos, 3 A	4	27.84
C60N 2P 4A C	24334	2 Polos, 4 A	4	25.31
C60N 2P 6A C	24335	2 Polos, 6 A	4	20.26
C60N 2P 10A C	24336	2 Polos, 10 A	4	18.62
C60N 2P 16A C	24337	2 Polos, 16 A	4	18.62
C60N 2P 20A C	24338	2 Polos, 20 A	4	18.62
C60N 2P 25A C	24339	2 Polos, 25 A	4	18.62
C60N 2P 32A C	24340	2 Polos, 32 A	4	18.62
C60N 2P 40A C	24341	2 Polos, 40 A	4	20.26
C60N 2P 50A C	24342	2 Polos, 50 A	4	30.38
C60N 2P 63A C	24343	2 Polos, 63 A	4	32.64

Tabla de cálculo para kvar a instalar

Antes de compensación		Coeficiente "C" ($\text{tg } \varphi - \text{tg } \varphi'$) a multiplicar por la potencia instalada Pa para alcanzar el factor de potencia													
		$\text{tg } \varphi'$	0.75	0.59	0.48	0.46	0.43	0.40	0.36	0.33	0.29	0.25	0.20	0.14	0.08
$\text{tg } \varphi$	$\cos \varphi$	$\cos \varphi'$	0.80	0.86	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
1.33	0.60		0.584	0.733	0.849	0.878	0.905	0.939	0.971	1.005	1.043	1.083	1.131	1.192	1.334
1.30	0.61		0.549	0.699	0.815	0.843	0.870	0.904	0.936	0.970	1.008	1.048	1.096	1.157	1.299
1.27	0.62		0.515	0.665	0.781	0.809	0.836	0.870	0.902	0.936	0.974	1.014	1.062	1.123	1.265
1.23	0.63		0.483	0.633	0.749	0.777	0.804	0.838	0.870	0.904	0.942	0.982	1.030	1.091	1.233
1.20	0.64		0.450	0.601	0.716	0.744	0.771	0.805	0.837	0.871	0.909	0.949	0.997	1.058	1.200
1.17	0.65		0.419	0.569	0.685	0.713	0.740	0.774	0.806	0.840	0.878	0.918	0.966	1.007	1.169
1.14	0.66		0.388	0.538	0.654	0.682	0.709	0.743	0.775	0.809	0.847	0.887	0.935	0.996	1.138
1.11	0.67		0.358	0.508	0.624	0.652	0.679	0.713	0.745	0.779	0.817	0.857	0.905	0.966	1.108
1.08	0.68		0.329	0.478	0.595	0.623	0.650	0.684	0.716	0.750	0.788	0.828	0.876	0.937	1.079
1.05	0.69		0.299	0.449	0.565	0.593	0.620	0.654	0.686	0.720	0.758	0.798	0.840	0.907	1.049
1.02	0.70		0.270	0.420	0.536	0.564	0.593	0.629	0.663	0.701	0.741	0.783	0.850	0.992	
0.96	0.72		0.213	0.364	0.479	0.507	0.534	0.568	0.600	0.634	0.672	0.712	0.754	0.821	0.963
0.94	0.73		0.186	0.336	0.452	0.480	0.507	0.541	0.573	0.607	0.645	0.685	0.727	0.794	0.936
0.91	0.74		0.159	0.309	0.425	0.453	0.480	0.514	0.546	0.580	0.618	0.658	0.700	0.767	0.909
0.88	0.75		0.132	0.282	0.398	0.426	0.453	0.487	0.519	0.553	0.591	0.631	0.673	0.740	0.882
0.86	0.76		0.105	0.255	0.371	0.399	0.426	0.460	0.492	0.526	0.564	0.604	0.652	0.713	0.855
0.83	0.77		0.079	0.229	0.345	0.373	0.400	0.434	0.466	0.500	0.538	0.578	0.620	0.687	0.829
0.80	0.78		0.053	0.202	0.319	0.347	0.374	0.408	0.440	0.474	0.512	0.552	0.594	0.661	0.803
0.78	0.79		0.026	0.176	0.292	0.320	0.347	0.381	0.413	0.447	0.485	0.525	0.567	0.634	0.776
0.75	0.80			0.150	0.266	0.294	0.321	0.355	0.387	0.421	0.459	0.499	0.541	0.608	0.750
0.72	0.81			0.124	0.240	0.268	0.295	0.329	0.361	0.395	0.433	0.473	0.515	0.582	0.724
0.70	0.82			0.098	0.214	0.242	0.269	0.303	0.335	0.369	0.407	0.447	0.489	0.556	0.698
0.67	0.83			0.072	0.188	0.216	0.243	0.277	0.309	0.343	0.381	0.421	0.463	0.530	0.672
0.65	0.84			0.046	0.162	0.190	0.217	0.251	0.283	0.317	0.355	0.395	0.437	0.504	0.645
0.62	0.85			0.020	0.136	0.164	0.191	0.225	0.257	0.291	0.329	0.369	0.417	0.478	0.620
0.59	0.86				0.109	0.140	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.343	0.390	0.450	0.593
0.57	0.87				0.083	0.114	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.317	0.364	0.424	0.567
0.54	0.88				0.054	0.085	0.112	0.143	0.175	0.209	0.246	0.288	0.335	0.395	0.538
0.51	0.89				0.028	0.059	0.086	0.117	0.149	0.183	0.230	0.262	0.309	0.369	0.512
0.48	0.90					0.031	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.234	0.281	0.341	0.484

ANEXO N° 5

Salarios mínimos sectoriales, Acuerdo Ministerial 255, Comisión Sectorial N 13,
Electricidad, Gas y Agua, del 8 enero del 2011

Salario de un ingeniero (C2)		
Ingreso real mensual		384,994
1	Remuneración básica	308,02
2	Décimo tercera (8,33%)	25,658066
3	Décimo cuarta (8,33%)	25,658066
4	Fondo de reserva (8,33%)	25,658066
Costos Adicionales		50,2535
1	Aporte al IEES (11,15%)	34,34423
2	CNCF (0,5%)	1,5401
3	IECE (0,5%)	1,5401
4	Vacaciones	12,829033
TOTAL POR TRABAJADOR		435,248

Salario de un instrumentista (C2)		
Ingreso real mensual		364,571
1	Remuneración básica	291,68
2	Décimo tercera (8,33%)	24,296944
3	Décimo cuarta (8,33%)	24,296944
4	Fondo de reserva (8,33%)	24,296944
Costos Adicionales		47,5876
1	Aporte al IEES (11,15%)	32,52232
2	CNCF (0,5%)	1,4584
3	IECE (0,5%)	1,4584
4	Vacaciones	12,148472
TOTAL POR TRABAJADOR		412,158

Salario de un operador técnico electricista (D2)		
Ingreso real mensual		360,196
1	Remuneración básica	288,18
2	Décimo tercera (8,33%)	24,005394
3	Décimo cuarta (8,33%)	24,005394
4	Fondo de reserva (8,33%)	24,005394
Costos Adicionales		47,0166
1	Aporte al IEES (11,15%)	32,13207
2	CNCF (0,5%)	1,4409
3	IECE (0,5%)	1,4409
4	Vacaciones	12,002697
TOTAL POR TRABAJADOR		407,213

ANEXO 6

DATOS DEL TRANSFORMADOR # 26903

Resumen de datos del transformador antes mencionado para justificar las mediciones realizadas con el analizador industrial

	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL
9																		
10		energia L1	energia L2	Pot 1 Rectificada	Pot 2 Rectificada		Reactive pow	Reactive pow	Reactive pow	Reactive pow	PF L1	PF L2	PF L3	PF total	FP NOM	var1 RECTIFI	var2 RECTIFI	var3 RECTIFI
11		kwh	kwh	cos 0,92	cos 0,92		Var	Var	Var	Var								
12	0,043125	0,00293916	0,03200419	56,990136	360,987024	0	-19,602	43,125	0	23,523	-0,111	0,063	1	0,041	0,92	0,00125208	0,01363373	0
13	0,264631	0,00391893	0,02677912	123,16776	328,164	0	54,886	264,631	0	319,517	0,135	0,519	1	0,446	0,92	0,00166946	0,01140786	0
14	0	0,02547281	0	319,453716	0	0	260,71	0	0	260,71	0,503	1	1	0,503	0,92	0,01085137	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0,92	0	0	0
1161	0	0,01208316	0	213,778376	0	0	101,932	0	0	101,932	0,569	1	1	0,569	0,92	0,00514741	0	0
1162	0,013722	0	0,00195938	0	97,264608	0	0	13,722	0	13,722	1	0,6	1	0,6	0,92	0	0,00083469	0
1163	0,345	0,00489654	0,03918882	176,525644	384,511608	0	64,688	345	0	409,688	0,405	0,563	1	0,42	0,92	0,00208677	0,01669437	0
1164	0,129375	0,04212798	0,01436925	1125,404536	232,80784	0	476,335	129,375	0	605,71	0,018	0,55	1	0,138	0,92	0,01794644	0,00612127	0
1165	0	0,00097977	0	35,03268	0	0	11,761	0	0	11,761	0,333	1	1	0,333	0,92	0,00041738	0	0
1166																		
1167										316249,391								
1168				P1 (0,92)	P2 (0,92)		167434,784	148814,596		52,6871485	731,518	841,757				6,88893937	7,52958582	0
1169	suma potenc	16,1712869	17,6751581	236181,0254	211013,4022		27,894635	24,7925117			0,63444753	0,73005811				14,4185252		
1170							52,6871467				0,68225282					61,2787321	kVAR/mes	
1171	Total	33,846445	kwh	447,1944276			223,920374	kVAR/mes										
1172		143,847391	kwh /mes															
1173																		

DATOS DEL TRANSFORMADOR # 100111

Resumen de datos del transformador antes mencionado para justificar las mediciones realizadas con el analizador industrial.

	A	B	C	D	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AC	AD
1	Fecha	Hora	V medio	V medio	energia	energia	P1 Rectif	P2 Rectif	PF L1	PF L2	PF L3	PF total	FP M	FPMIN	KVA	var1	var2
2	15/01/2010	11:40:00	126	114,5	0,1112555	0,5826304	614,376	3318,21	0,704	0,983		0,5935	1	0,92	37,5	0,112235282	0,108824186
3	15/01/2010	11:50:00	128,9	112,3	0,1586268	0,7229102	972,4216	4060,3188	0,743	0,99		0,8665	1	0,92	37,5	0,142890358	0,103009122
4	15/01/2010	12:00:00	126,1	115,8	0,1101363	0,3635825	649,6672	2120,0664	0,559	0,946		0,7525	1	0,92	37,5	0,163365706	0,124589123
5	15/01/2010	12:10:00	122,3	120,3	0,1277546	0,188501	742,6056	1106,76	0,558	0,932		0,695	1	0,92	37,5	0,189992788	0,073308728
1006	22/01/2010	11:00:00	119,9	118,8	0,2316013	0,2086286	1411,9424	1224,1152	0,875	0,937		0,906	1	0,92	37,5	0,128141113	0,077780263
1007	22/01/2010	11:10:00	120,6	117,8	0,2567329	0,2112792	1586,6136	1235,4864	0,887	0,938		0,9125	1	0,92	37,5	0,133654354	0,078077641
1008	22/01/2010	11:20:00	120,9	117,3	0,2560053	0,2062445	1612,806	1208,6592	0,875	0,936		0,9055	1	0,92	37,5	0,14164348	0,077562025
1009	22/01/2010	11:30:00	120,2	117,9	0,2049801	0,2072235	1271,716	1214,8416	0,891	0,936		0,9135	1	0,92	37,5	0,104446272	0,077930195
1010																	
1011					108,06265	64,116537	P1 (0.92)	P2(0.92)	591,114	235,682						112,6183224	45,47446177
1012					172,17918		683086,14	369214,83	0,74825	0,81834						158,0927841	
1013					731,76153	kWH/mes	1052,301		0,78329							671,8943326	kVAR/mes
1014																	
1015																	

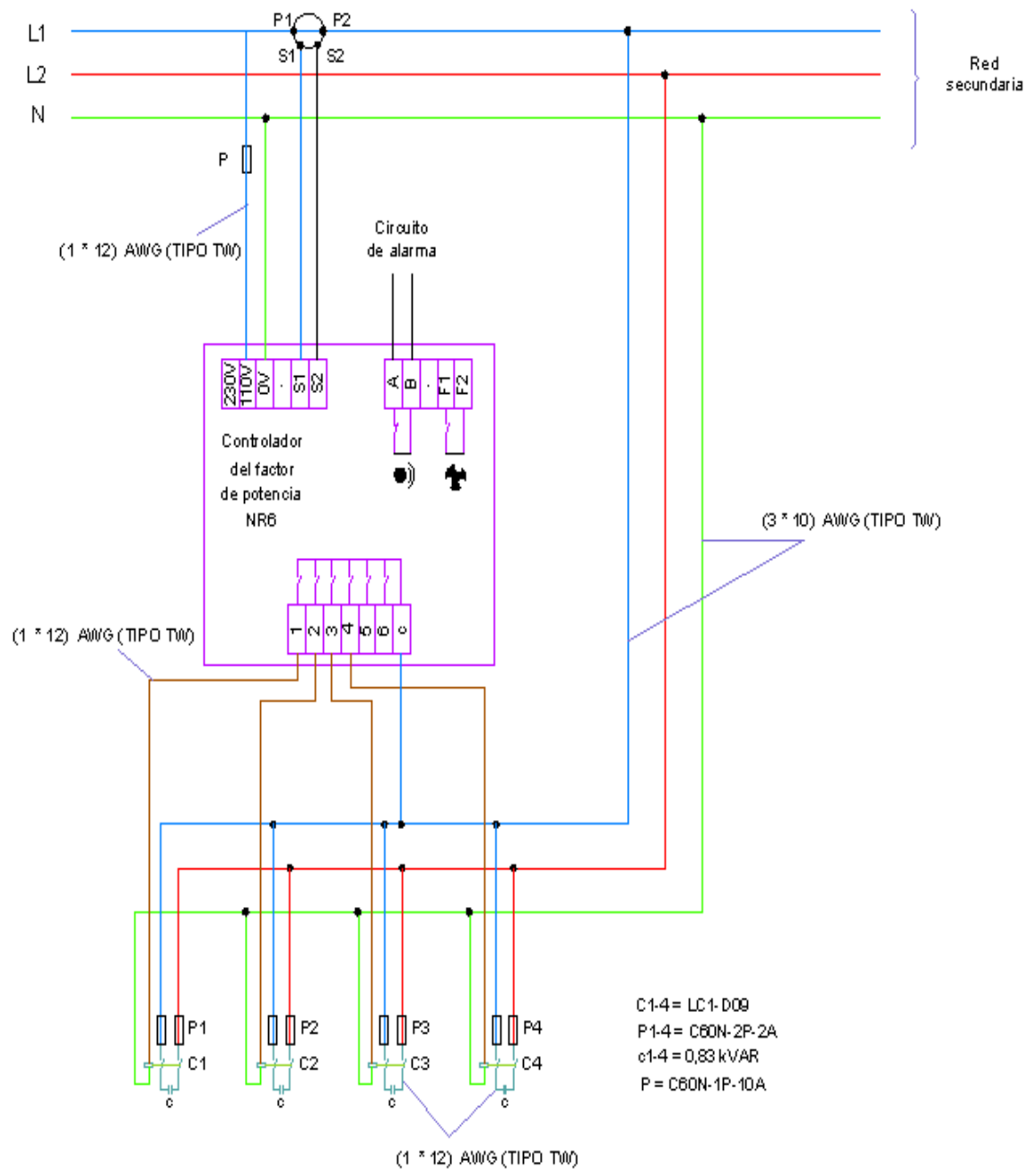
TRANSFORMADOR # 1724

Resumen de datos del transformador antes mencionado para justificar las mediciones realizadas con el analizador industrial

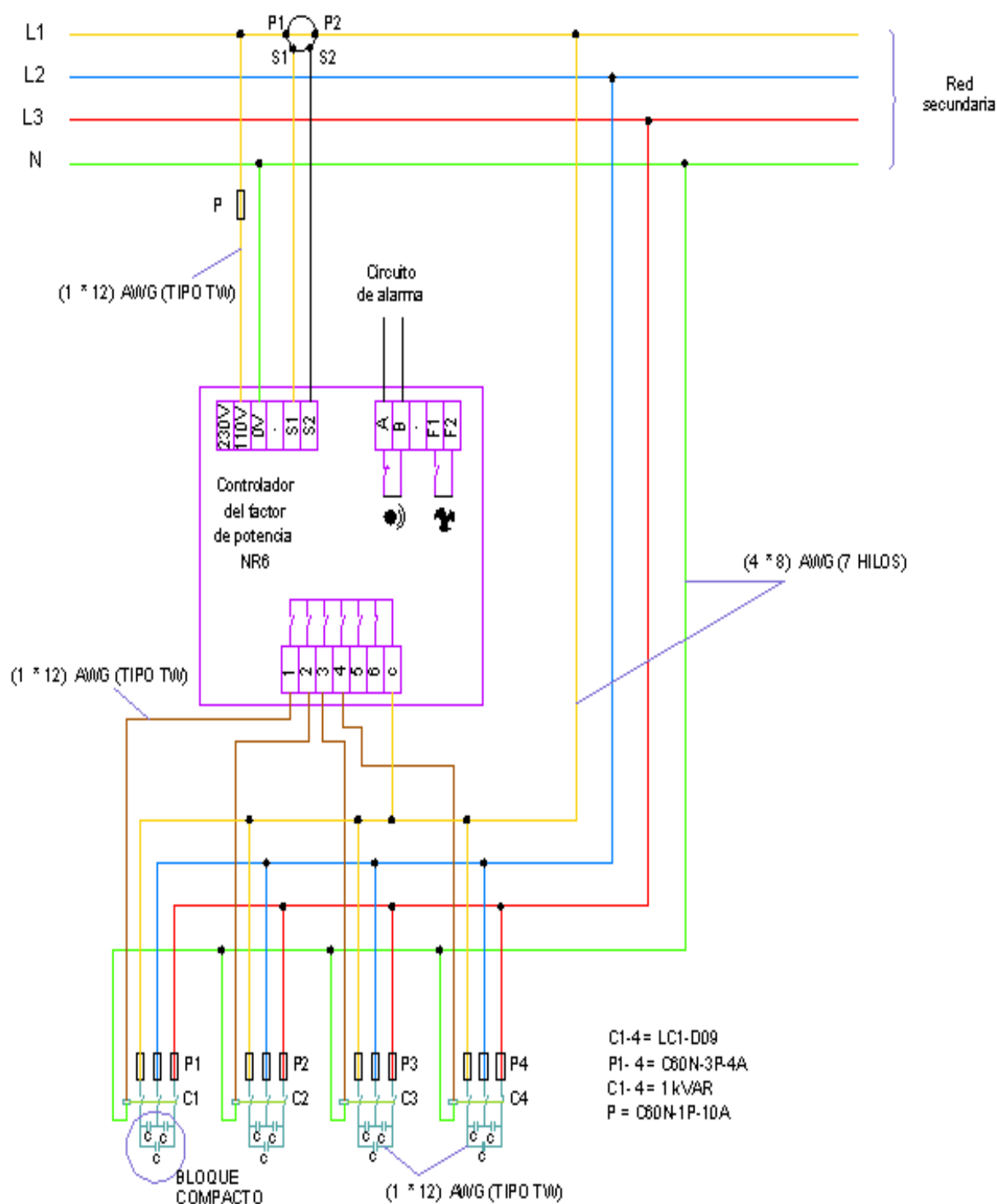
	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ
4						energia rectificadora										
5	P2 rRectificada	P3 Rectificada	energia I1	energia I2	energia I3	energia I1	energia I2	energia I3	PF Linea1	PF Linea2	PF Linea3					
6	0,92	0,92	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh	kwh					PF MIN	VAR1	VAR2	VAR3
7	1113,1816	3251,1696	0,387058778	0,164744196	0,520594657	0,392416171	0,185456055	0,541644855	0,845	0,629	0,805	1	0,92	0,2449538	0,2036137	0,38367
8	773,444	3663,3756	0,410815304	0,103597176	0,594586452	0,41555871	0,12885577	0,610318375	0,914	0,415	0,893	1	0,92	0,1823562	0,2271203	0,29966
9	1943,3712	4863,2304	0,533201104	0,261387387	0,794152915	0,573594404	0,323765642	0,810214185	0,851	0,723	0,899	1	0,92	0,3290469	0,2497634	0,38687
10	1207,224	3715,144	0,313355646	0,12922246	0,587216151	0,345193068	0,201123518	0,61894299	0,835	0,585	0,869	1	0,92	0,2064957	0,1791517	0,33436
11	1975,2492	4627,9128	0,40440462	0,211526094	0,723240943	0,496990591	0,329076517	0,771010272	0,743	0,584	0,86	1	0,92	0,3642861	0,294019	0,4291
1008	1690,6656	3947,2416	0,424390194	0,203646902	0,613319027	0,474382971	0,281664889	0,657610451	0,823	0,637	0,853	1	0,92	0,2929176	0,2464427	0,37526
1009	1651,6208	4437,4176	0,476046484	0,190731945	0,711822335	0,550320051	0,275160025	0,739273772	0,792	0,617	0,883	1	0,92	0,3669652	0,2432723	0,37838
1010	1620,81	4051,864	0,434204667	0,185031732	0,63917359	0,492039905	0,270026946	0,675040542	0,811	0,61	0,866	1	0,92	0,3132303	0,2403597	0,36907
1011	1777,302	4493,4456	0,483635977	0,21552305	0,723461558	0,540053892	0,296098513	0,748608037	0,819	0,651	0,886	1	0,92	0,3388366	0,2513038	0,37862
1012	1766,124	4180,572	0,642843183	0,218806079	0,661634532	0,65783576	0,294236258	0,696483295	0,889	0,667	0,869	1	0,92	0,3311164	0,2444125	0,37673
1013	1706,0112	4110,1184	0,739026618	0,224342661	0,646967631	0,736924112	0,284221466	0,684745725	0,923	0,631	0,865	1	0,92	0,3081012	0,275818	0,3752
1014	89,056	3196,218	0,499026262	0,016670973	0,51079743	0,476629938	0,01483673	0,532489919	0,963	0,062	0,877	1	0,92	0,1396555	0,2683694	0,27985
1015	1424,896	3899,42	0,694673598	0,168401383	0,610255393	0,685346552	0,237387674	0,649643372	0,935	0,566	0,859	1	0,92	0,2634913	0,2452844	0,36372
1016		P2 (0,92)														
1017	P2 (0,92)	2086898,726	178,6422144	69,29419894	270,9153988	186,6263859	83,42074908	347,6771744	305,101	179,21	492,16			115,91058	91,27704	246,925
1018	500724,7844								0,85462	0,51646	0,48441			454,11306	kVAR	
1019			518,8518121	kwh		617,7243094	kwh		0,6185					1929,9805	kVAR/mes	
1020	7 dias		2205,120201	kwh/mes		2625,328315										
1021	kw/mes				3,792290135											
1022																

ANEXO 7 CONEXIONES EN TRANSFORMADORES

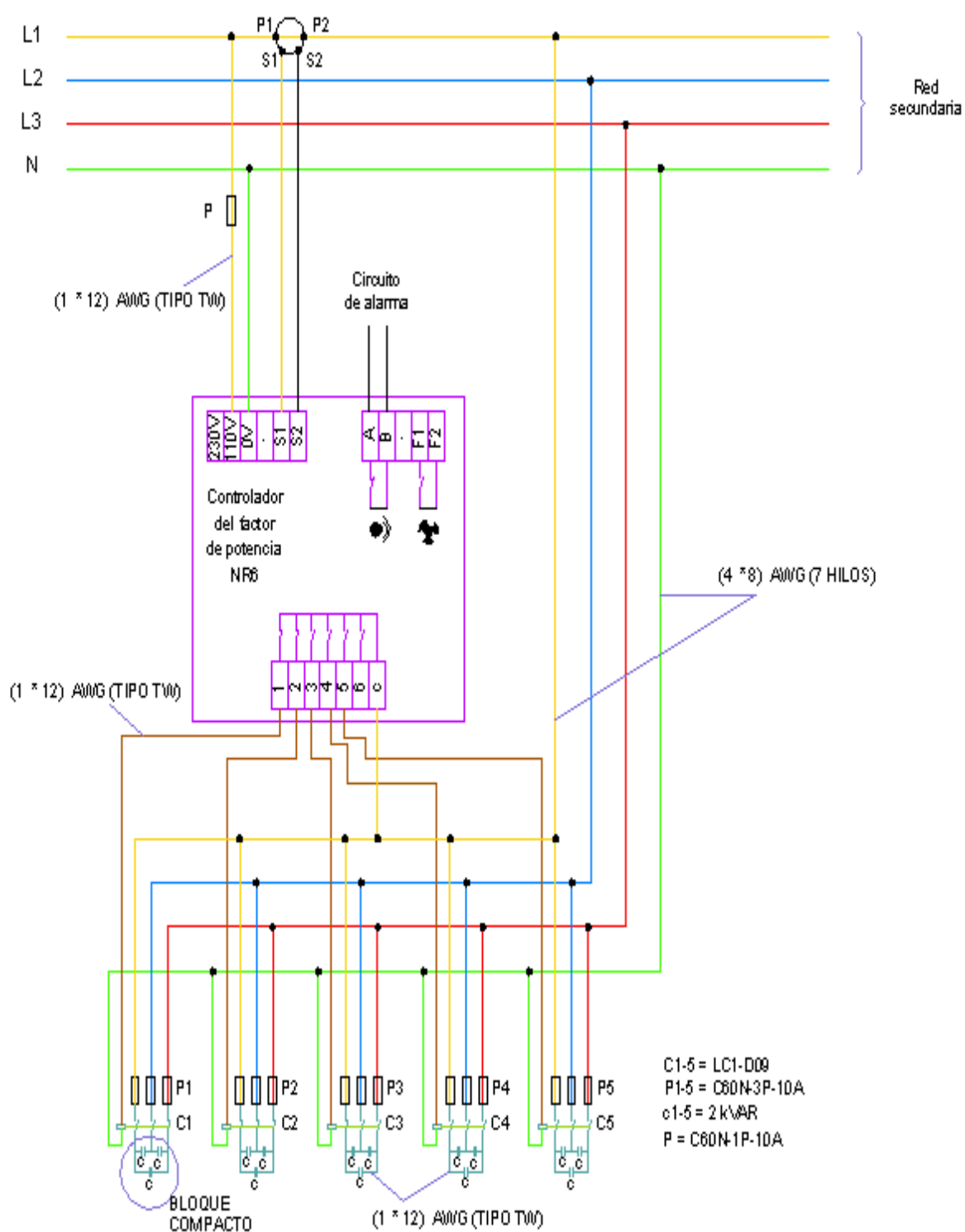
ESQUEMA DE CONEXION PARA EL TRANSFORMADOR # 100111



ESQUEMA DE CONEXION PARA EL TRANSFORMADOR # 26903



ESQUEMA DE CONEXION PARA EL TRANSFORMADOR # 1724



BIBLIOGRAFIA

- ALVES Baraciarte Roberto, *Curso de Calidad del Servicio Eléctrico*, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Caracas, Venezuela.
- AROCAS, Lamich Manuel, Universidad Politécnica de Catalunya. Departamento de Ingeniería Electrónica, *Filtros Activos: Introducción y Aplicaciones*, mlamich@eel.upc.es
- BEDÓN HUACA, Mauricio Andrés, *Estudio del Nivel de Voltaje Perturbaciones y Factor de Potencia en Industrias Florícolas del Cantón Cayambe* – Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., Tesis U.P.N.EC, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Junio de 2007.
- BROPHY, J. J. *Electrónica de Potencia para Científicos*, Segunda Edición, Editorial Reverte S. A. España, 1979.
- CANTELI, Mario Mañana , *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética*, Universidad de Cantabria, protección del transformador, http://www.diee.unican.es/diee/mmc_1.html
- CORNEJO, Antonio y otros, *Instalaciones Eléctricas*, Editorial McGraw-Hill, impreso en la India, 2007.
- CHAMORRO, Bayas, Johny Henry, Auditoria Eléctrica en Editorial Ecuador, Tesis U.P.N.EC, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Abril de 2011, yohnyhen2003@yahoo.com.
- CHECA, Luis María, *Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica*, Patronato de publicaciones de la escuela de ingenieros industriales, Madrid, 1948.
- DORF, Richard, C, *Circuitos eléctricos Introducción al Análisis y Diseño*, Alfaomega, Tercera Edición, México, 2000.
- GOMEZ, E. Antonio, *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*, editorial McGraw-Hill/Interamericana de España, Impreso en España, 2002.
- HAYT, William y otros, *Análisis de Circuitos en Ingeniería*, sexta Edición, McGraw-Hill, México, 2002.
- JAMES, A. y RICHARD, C. *Circuitos Eléctricos*, Sexta Edición, Editorial Alfaomega, México, 2006.
- KOTHARI, D. P. y NAGRATH, I, J, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tercera Edición, McGraw-Hill, México, 2008.

KOSOW, Irving L, *Máquinas Eléctricas y Transformadores*, Segunda Edición, Pearson Educación, México, 1993.

MADRIGAL, Martínez, Manuel, *Calidad de la Energía Eléctrica y Análisis de Armónicos en Sistemas Eléctricos*, México, junio, 2002.

MARTINNEZ, Ciro, *Estadística y Muestreo*, Decimo Segunda Edición, Ecoe Ediciones, Colombia, 2005.

OREJUELA, Víctor, *Sistemas de Distribución II Apuntes*, EPN.

SAEZ, Torrecilla, Angel. "*Contabilidad General*"- Mc. Graw Hill. Madrid 1.992

SCHNEIDER ELECTRIC, *Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08*, Detección y filtrado de armónicos, M8

TACO, Víctor, *Análisis de los Primarios de Distribución de las Subestaciones: No. 02, No. 10, No. 12, No.32 y No. 53 Pertenecientes a la EEQ Para reducir Pérdidas*, Tesis U.P.S.EC, Carrera de Ingeniería Eléctrica, Noviembre de 2006.

TEJADA, Peralta, Alexis: Alumno de la Maestría en Ingeniería Eléctrica del Programa de Graduados en Ingeniería del ITESM Campus Monterrey, atejada@academ01.mty.itesm.mx

TORRES, Horacio, y otros, *Energía Eléctrica un Producto con Calidad -CEL-*, Icontec, Bogotá-Colombia.

WILDI, Theodore, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, Sexta Edición, Pearson Educación, México, 2007.

REGULACION No. CONELEC – 004/01, *Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución* Resolución 0116/01 CONELEC 23-v-2001

AEMC 3945-B, Manual de usuario del equipo de medición

FLUKE SERIE 1740, Manual de usuario del equipo de medición

SIEMENS, Manual de Baja Tensión

PLIEGO TARIFARIO VIGENTE, Artículo 17 de la *Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas*, - Resolución 107/08 12 Ago 2008

<http://roble.pntic.mec.es/jsalinas/factor%20potencia.pdf>

<http://www.eeq.com.ec/DireccionDistribucion/AcercaDe/index.php>

